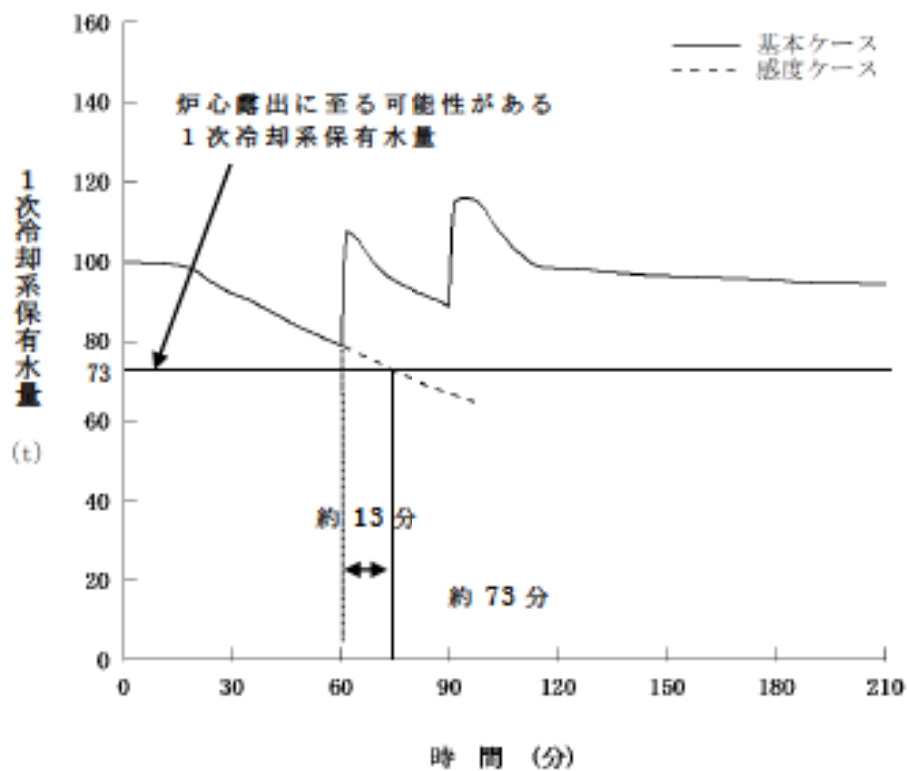
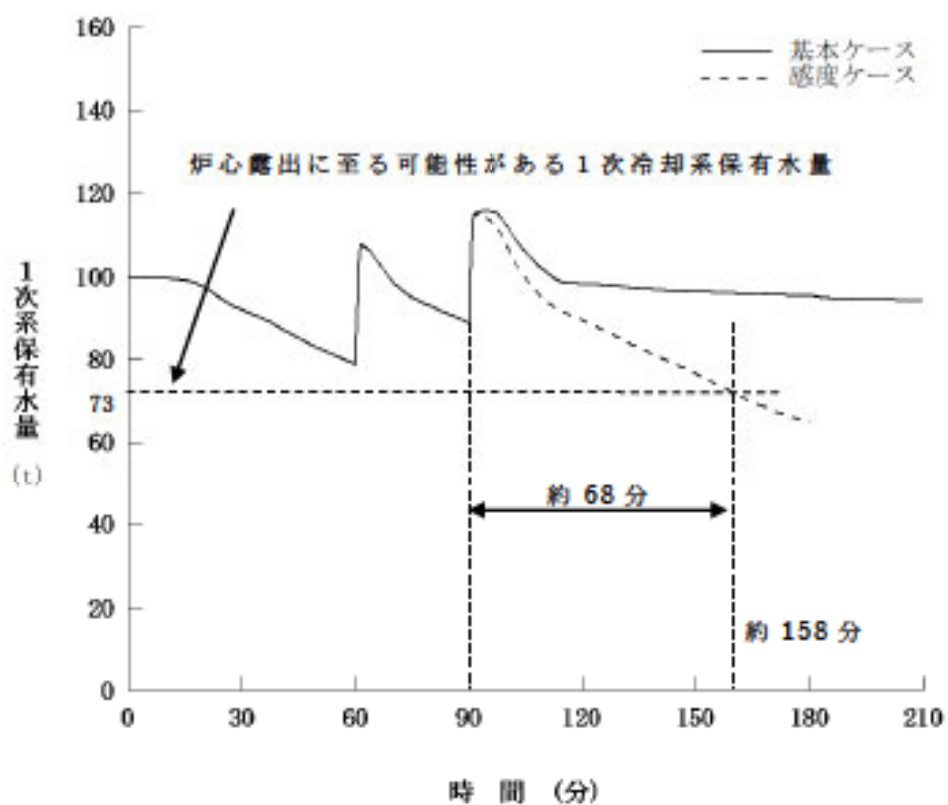


第 7.4.1.13 図 燃料被覆管温度の推移 (炉心注水操作開始の時間余裕確認)



第 7.4.1.14 図 1次冷却系保有水量の推移
(炉心注水操作開始の時間余裕確認)



第 7.4.1.15 図 1次冷却系保有水量の推移
(恒設代替低圧注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認)

7.4.2 全交流動力電源喪失

7.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプ、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、大容量ポンプを用いて余熱除去ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、余熱除去ポンプによる低圧代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。対策の概略系統図

を第 7.4.2.1 図に、対応手順の概要を第 7.4.2.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策の設備と手順の関係を第 7.4.2.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.4.2.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける 3 号炉及び 4 号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員、緊急時対策本部要員及び召集要員で構成され、合計 44 名である。その内訳は以下のとおりである。召集要員に期待しない事象発生の 6 時間後までは、中央制御室の運転員が、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の 2 名、運転操作対応を行う運転員 8 名、発電所構内に常駐している要員のうち、緊急安全対策要員は 24 名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 6 名（内 1 名は全体指揮者）である。召集要員に期待する事象発生の 6 時間後以降に必要な召集要員は 4 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.4.2.3 図に示す。

a. 全交流動力電源喪失の判断

外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。

b. 早期の電源回復不能判断及び対応

中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで、早期の電源回復不能と判断し、空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、B 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、アニュラス空気浄化設備ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンパ開処置及び送水車の準備を行う。

c. 余熱除去機能喪失の判断

余熱除去流量等のパラメータにより余熱除去機能喪失を判断する。

余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去流量等

である。

- d. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止
原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。
- e. 燃料取替用水タンクによる炉心注水
炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンク水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。
燃料取替用水タンクによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。
- f. 原子炉格納容器隔離操作
放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、電源回復後、原子炉格納容器隔離を行う。
- g. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保操作
炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、蓄圧タンク出口弁を開操作し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、2基目の蓄圧タンク出口弁を開操作する。
また、恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば代替炉心注水を開始し、1次冷却系保有水量を維持すると共に、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により崩壊熱を除去する。
炉心注水及び1次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。
また、恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水が行えない場合、B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。
- h. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動
格納容器広域圧力計指示が上昇し 25.5kPa[gage]となれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため、アニュラ

ス空気浄化ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。

アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器広域圧力である。

i. 低圧代替再循環による炉心冷却

長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。

また、燃料取替用水タンク水位計指示が 16%到達、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67%以上であること及び大容量ポンプによるB余熱除去ポンプへの海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て炉心注水する低圧代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続する。

低圧代替再循環による炉心冷却に必要な計装設備は余熱除去流量等である。

j. 格納容器内自然対流冷却

長期対策として、大容量ポンプを用いたA、B格納容器再循環ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

k. 原子炉補機冷却水系の復旧作業

緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因を考慮し、予備品の海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。

7.4.2.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設

定」に示すとおり、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から代表性があり、炉心崩壊熱が高く、1次系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」であるが、「外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失する事故」との従属性を考慮し、「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。

なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現場操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目と要員は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により、併せて措置の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系におけるECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により、1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。

蓄圧タンク保持圧力（最低保持圧力）

1.0MPa[gage]

蓄圧タンク保有水量（最低保有水量）

29.0m³（1基当たり）

(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量

原子炉停止の 55 時間後を事象開始として、c.(b)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、30m³/h とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 蓄圧タンクによる炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、1 基目は事象発生の 60 分後、2 基目は事象発生の 90 分後に注水するものとする。

(b) 恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、2 基目の蓄圧タンクの注水後の時間として、事象発生

の 91 分後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.4.2.2 図に、1 次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の 1 次冷却系パラメータの推移を第 7.4.2.4 図から第 7.4.2.12 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い、余熱除去機能が喪失することにより、1 次冷却材温度が上昇し、約 1 分で 1 次冷却材が沸騰、蒸散することで、1 次系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後、炉心に流入する 1 次冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加し、加圧器への流入流量も増加することに伴い、加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。事象発生の 60 分後に 1 基目、90 分後に 2 基目の蓄圧タンクから炉心へ注水することにより、炉心水位を確保することができる。蓄圧タンクによる炉心注水に伴い 1 次系保有水量が増加し、加圧器への流入流量も増加することから、加圧器からの流出流量はその都度変動する。

事象発生の 91 分後に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、炉心水位を確保することができる。

b. 評価項目等

炉心上端ボイド率は第 7.4.2.5 図に示すとおりであり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。

また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮

蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。

炉心崩壊熱による 1 次冷却材のボイド発生により、1 次冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と、1 次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。これらの効果を考慮し、事象発生後の 1 次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約 $-4.6\% \Delta k/k$ であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。

燃料被覆管温度は第 7.4.2.12 図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく 1 次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。

第 7.4.2.9 図及び第 7.4.2.11 図に示すとおり、事象発生の約 190 分後に、1 次冷却系保有水量及び 1 次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。

その後は、燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、余熱除去ポンプによる低圧代替再循環運転に切り替え、炉心注水を継続すること、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器の除熱を継続することで燃料の健全性を維持できる。

なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態におい

ては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。

7.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作により、1次系保有水量を確保することが特徴である。また、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第7.4.2.8図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約0.6mの高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.4.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱（標準値）に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

蓄圧タンクによる炉心注水は、第 7.4.2.3 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第 7.4.2.3 図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内の操作時間余裕を確認する。

蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 7.4.2.13 図及び第 7.4.2.14 図に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生の約 73 分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては炉心が露

出する可能性がある 1 次冷却系保有水量となるまで、約 13 分の操作時間余裕があることを確認した。

また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 7.4.2.15 図に示すとおり、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生約 158 分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある 1 次冷却系保有水量となるまで約 68 分の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.4.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、1 号炉、2 号炉、3 号炉及び 4 号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、3 号炉及び 4 号炉については「7.4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 44 名（召集要員 4 名を含む。）、1 号炉及び 2 号炉については 44 名（召集要員 4 名を含む。）であり、合計 87 名（全体指揮者 1 名は共通）で対処可能である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事

故等対策要員 128 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。

a. 水源

燃料取替用水タンク（1,600m³：有効水量）を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水については、事象発生の約 54.8 時間後までの注水継続が可能である。この間に、格納容器再循環サンプを水源とした低圧代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

b. 燃料

空冷式非常用発電装置による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続には約 133.4kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生の 15 時間後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 47.4kℓ の重油が必要となる。

送水車による使用済燃料ピットへの注水については、17.8 時間後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 6.0kℓ の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 195.2kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、

燃料油貯油そうの合計油量のうち、使用可能量(426kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約 438kW 必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW (3,650kVA) にて供給可能である。

7.4.2.5 結論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉運転停止中に送電系統の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、原子炉補機冷却水が必要な機器に供給できなくなることに伴い、余熱除去系による余熱除去機能が喪失する。このため、炉心崩壊熱による 1 次冷却材の蒸散に伴い、1 次系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として蓄圧タンク、恒設代替低圧注水ポンプ及び充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水する手段を、長期対策として大容量ポンプを用いて余熱除去ポンプ及び格納容器再循環ユニットへ冷却水として海水を通水することで、余熱除去ポンプによる低圧代替再循環及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続する手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容

器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により1次冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。

その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効である。

第 7.4.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（1 / 4）

判断及び操作	手順	重大事故等対策設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 全交流動力電源喪失の判断	・外部電源が喪失しディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。	-	-	-
b. 早期の電源回復不能判断及び対応	・中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで、早期の電源回復不能と判断し、空冷式非常用発電装置、仮設代替低圧注水ポンプ、B充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、アニュラス空気浄化設備ダンプへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系のダンプ開処置及び送水車の準備を行う。	空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう 蓄電池（安全防護系用）	タンクローリー	-
c. 余熱除去機能喪失の判断	・余熱除去流量等のパラメータにより余熱除去機能喪失を判断する。	-	-	余熱除去流量 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域）
d. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。 ・作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。	-	-	-
e. 燃料取替用水タンクによる炉心注水	・炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンク水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。	-	-	-

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

第 7.4.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（2 / 4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
f. 原子炉格納容器隔離操作	<ul style="list-style-type: none"> 放射線物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、電源回復後、原子炉格納容器隔離を行う。 	-	-	-
g. 炉心注水及び1次冷却系保水確保操作	<ul style="list-style-type: none"> 炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、蓄圧タンク出口弁を開操作し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、2基目の蓄圧タンク出口弁を開操作する。 恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば代替炉心注水を開始し、1次冷却系保水量を維持すると共に、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により崩壊熱を除去する。 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水が行えない場合、B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。 	蓄圧タンク 蓄圧タンク出口弁 恒設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう 【B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）】	タンクローリー	加圧器水位 1次冷却材圧力 1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位 恒設代替低圧注水ポンプ出口流量積算
h. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器広域圧力計指示が上昇し 25.5kPa[gage]となれば、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策のため、アンユラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。 	アンユラス空気浄化ファン アンユラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ポンプ（アンユラス浄化排気弁等作動用）	格納容器広域圧力

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（3 / 4）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
i. 低圧代替再循環による炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> ・長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした仮設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。 ・燃料取替用水タンク水位計指示が 16%到達、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67%以上であること及び大容量ポンプによる B 余熱除去ポンプへの海水通水ラインによりポンプへ海水が通水されていることを確認し、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て炉心注水する低圧代替再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続する。 	仮設代替低圧注水ポンプ 燃料取替用水タンク 空冷式非常用発電装置 燃料油貯油そう B 余熱除去ポンプ（海水冷却） 【 B 余熱除去冷却器】 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン	大容量ポンプ タンクローリー	余熱除去流量 加圧器水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位 仮設代替低圧注水ポンプ出口流量積算
j. 格納容器内自然対流冷却	<ul style="list-style-type: none"> ・長期対策として、大容量ポンプを用いた A、B 格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 	A、B 格納容器再循環ユニット 燃料油貯油そう	大容量ポンプ タンクローリー	格納容器内温度 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力（A M 用） 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度 / 出口温度（S A）用）

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

第 7.4.2.1 表 「全交流動力電源喪失」における重大事故等対策について（4 / 4）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
㍑. 原子炉補機冷却水系の復旧作業	・緊急安全対策要員等の作業時間や原子炉補機冷却水系の機能喪失要因を考慮し、予備品海水ポンプモータによる対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系の復旧を図る。	-	-	-

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

第 7.4.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

(燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、
原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (1 / 2)

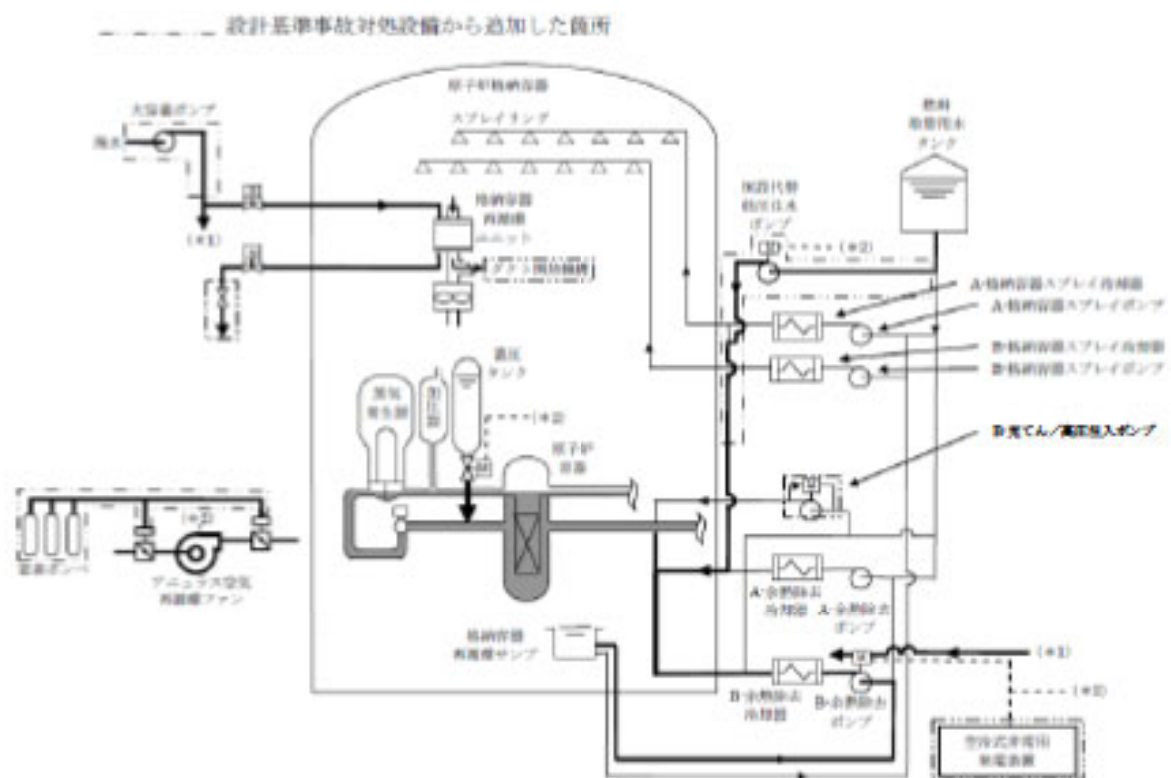
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	原子炉停止後の時間	55時間	評価結果を厳しくするように、定期検査工程上、原子炉停止から1次冷却材水抜き開始までの時間として考えられる最短時間に余裕を見た時間として設定。原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散率も大きくなることから、1次冷却系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	1次冷却材圧力 (初期)	大気圧 (0MPa[gage])	ミッドループ運転時は1次冷却系を大気開放状態としていることから設定。
	1次冷却材高温側温度 (初期)	93℃ (保安規定モード5)	評価結果を厳しくするように、ミッドループ運転時の運転モード (モード5) の上限値として設定。1次冷却材温度が高いと1次冷却系の保有熱が大きくなり、1次冷却系保有水量を確保しにくくなることから厳しい設定。
	1次冷却材水位 (初期)	原子炉容器出入口 配管中心高さ+80mm	評価結果を厳しくするように、プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位に余裕をみた水位として設定。ミッドループ運転時の水位が低いと1次冷却系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP: 日本原子力学会推奨値 アクチニド: ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、使用する崩壊熱はMOX燃料の装荷を考慮している。
	1次冷却系開口部	加圧器安全弁3個取外し 加圧器ベント弁2個開放	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
	2次冷却系の状態	2次冷却系からの冷却なし	炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い、1次冷却系保有水量の低下を早める観点から2次冷却系からの冷却は想定しない。

第 7.4.2.2 表 「全交流動力電源喪失」の主要解析条件

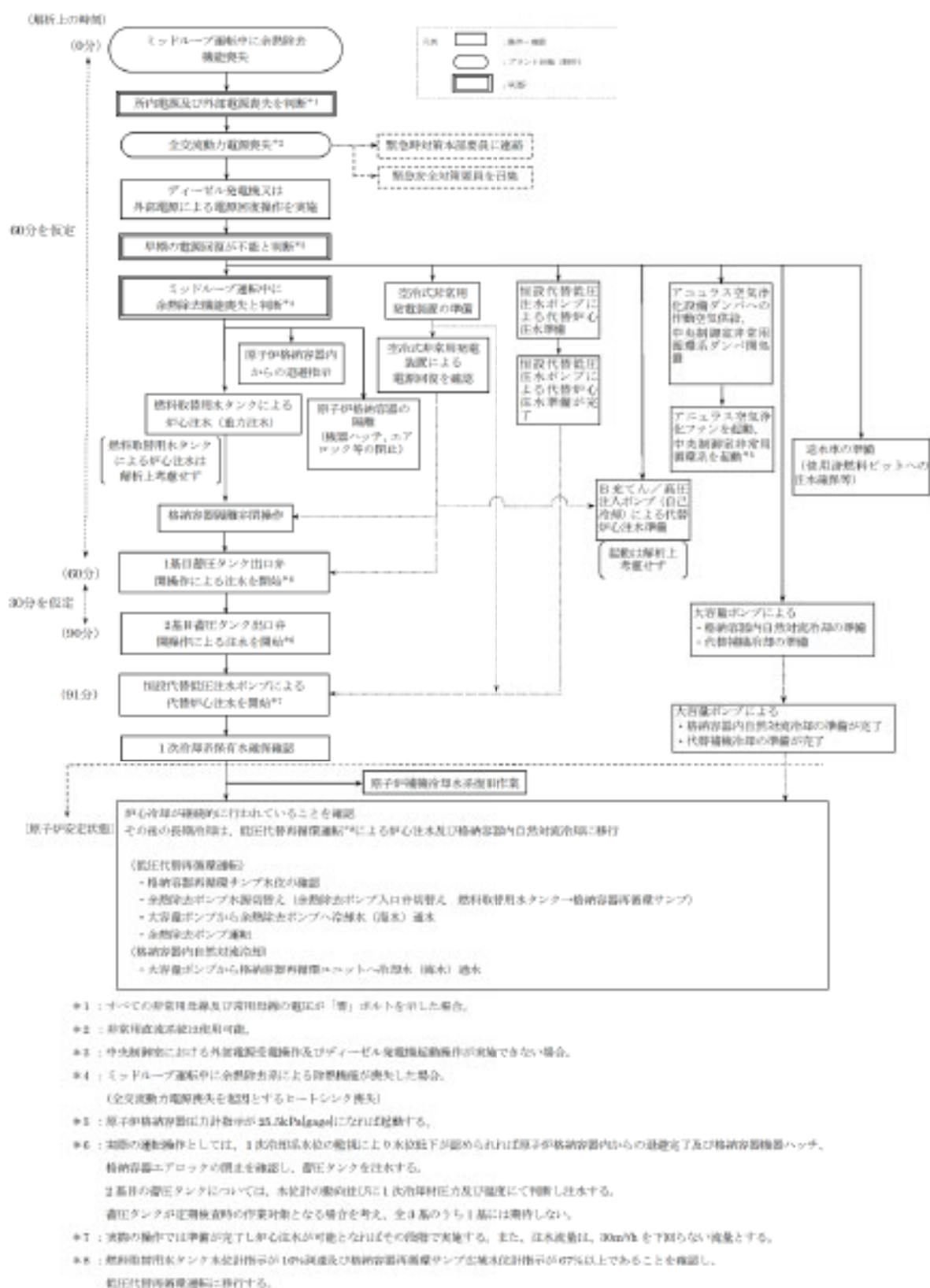
(燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、
原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2 / 2)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
事故条件	起回事象	外部電源喪失	起回事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。
重大事故等対策に関連する機器条件	蓄圧タンク保持圧力	1.0MPa [gage] (最低保持圧力)	最低の保持圧力を設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ (1基当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。
	恒設代替低圧注水ポンプの原子炉への注水流量	30m ³ /h	原子炉停止後 55 時間後を事象開始として恒設代替低圧注水ポンプの起動時間 91 分時点における崩壊熱による蒸気量 29.7m ³ /h を上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	蓄圧タンク炉心注水操作(*)	1 基目：事象発生後の 60 分後 2 基目：事象発生後の 90 分後	運転員等操作時間として、事象発生後の検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に 1 基目は計 60 分、2 基目は 90 分を想定して設定。
	恒設代替低圧注水ポンプ起動	2 基目の蓄圧タンクの炉心注水完了後 (事象発生後の 91 分後)	運転員等操作時間として、事象発生後の検知及び判断、空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、2 基目の蓄圧タンクの注水後の時間として設定。

*：定期検査中の保守対象となる場合を考え、全 3 基のうち 1 基には期待しない。



第 7.4.2.1 図 「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図

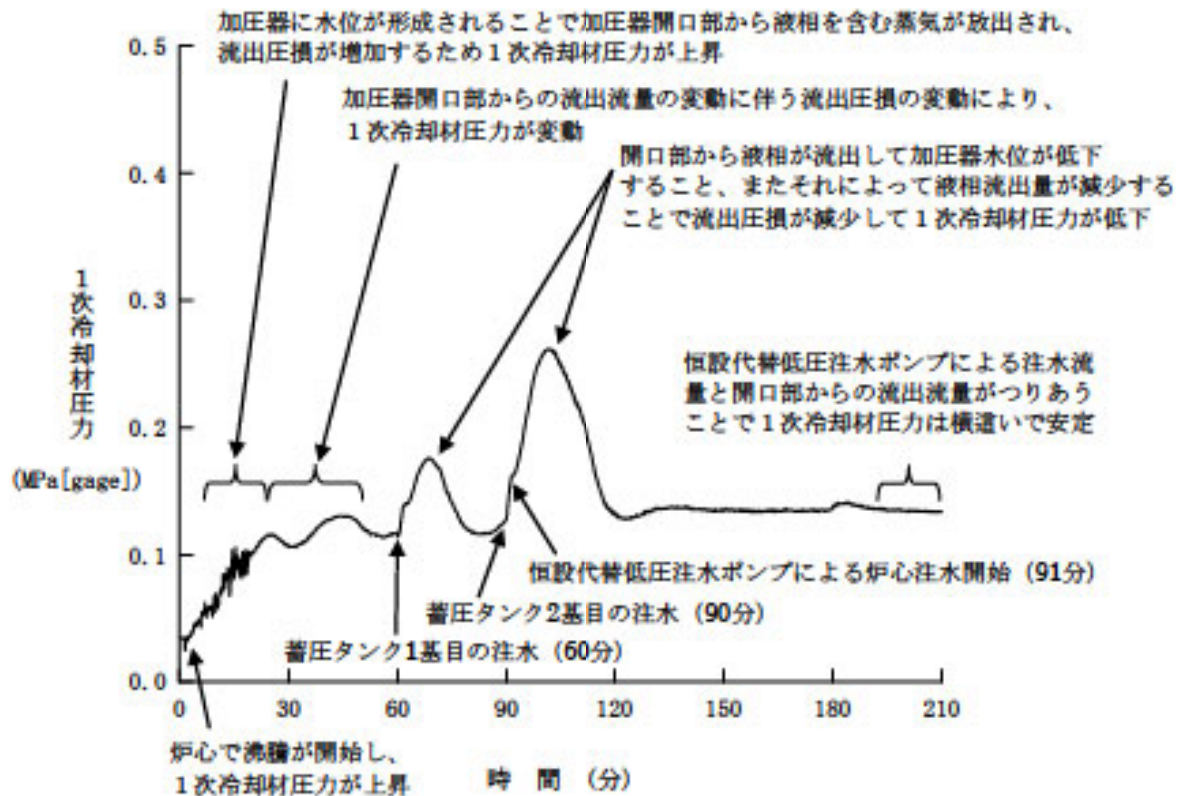


第 7.4.2.2 図 「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要

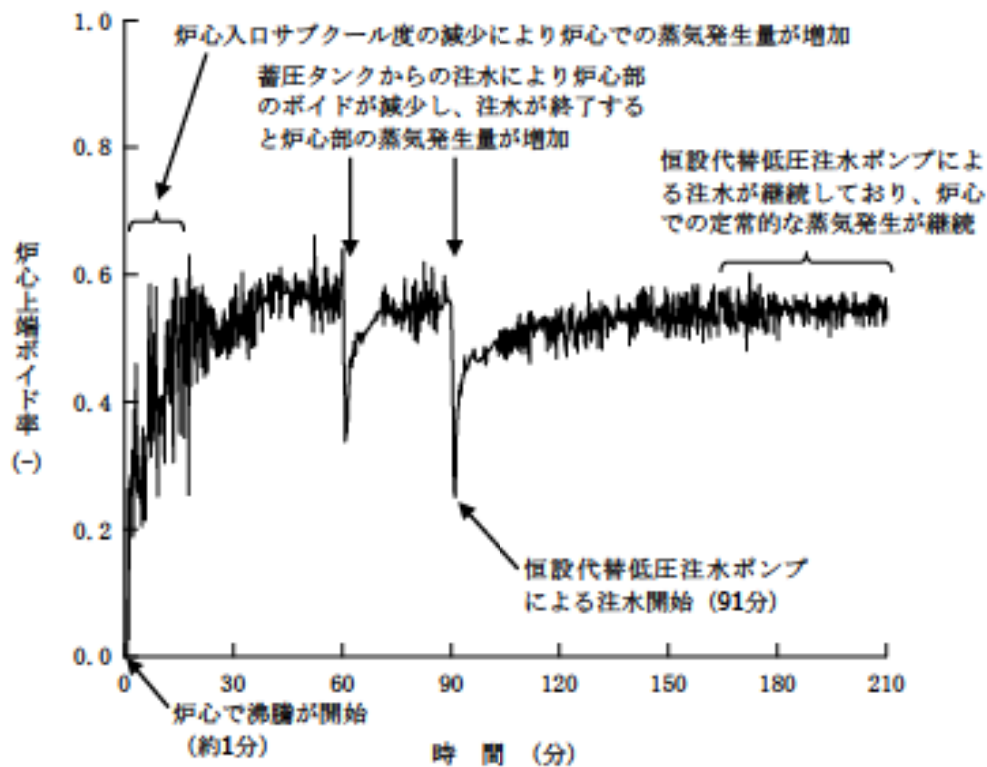
（「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展）

作業内容		必要作業員と作業項目		経過時間(分)															備考
		作業員数	作業項目	経過時間(分)															
						2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
炉内作業	炉内作業 炉内作業員 1名	炉内作業	炉内作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
	炉内作業 炉内作業員 1名	炉内作業	炉内作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
	炉内作業 炉内作業員 1名	炉内作業	炉内作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
	炉内作業 炉内作業員 1名	炉内作業	炉内作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
	炉内作業 炉内作業員 1名	炉内作業	炉内作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
	炉内作業 炉内作業員 1名	炉内作業	炉内作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
炉外作業	炉外作業員 1名	炉外作業	炉外作業員 1名	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30

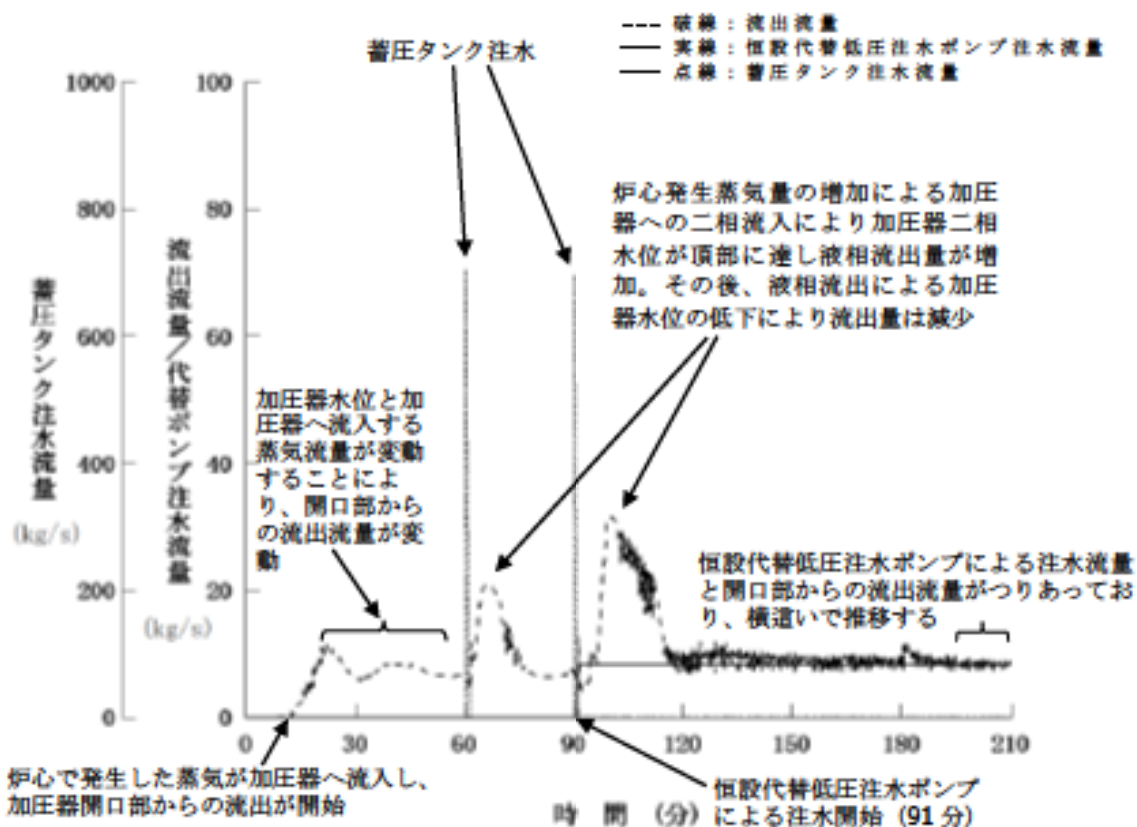
第 7.4.2.3 図 「全交流動力電源喪失」の作業と所要時間
(燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、
原子炉補機冷却機能が喪失する事故) (2 / 2)



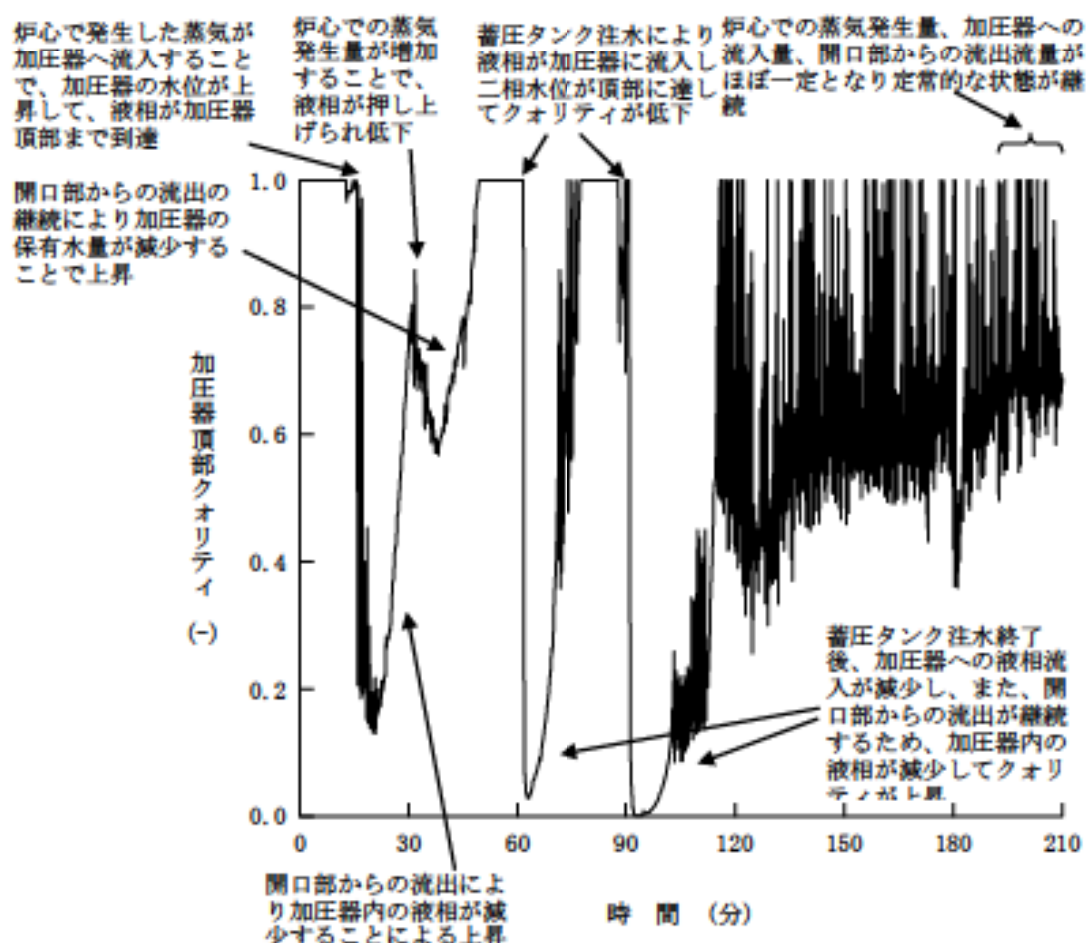
第 7.4.2.4 図 1次冷却材圧力の推移



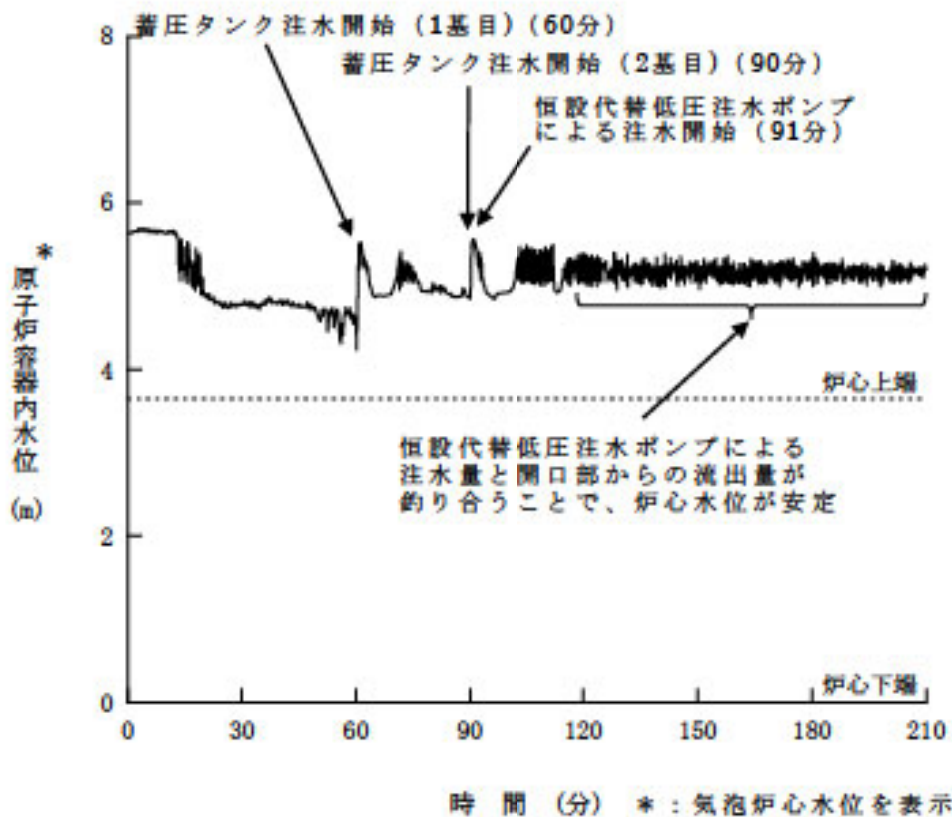
第 7.4.2.5 図 炉心上端ボイド率の推移



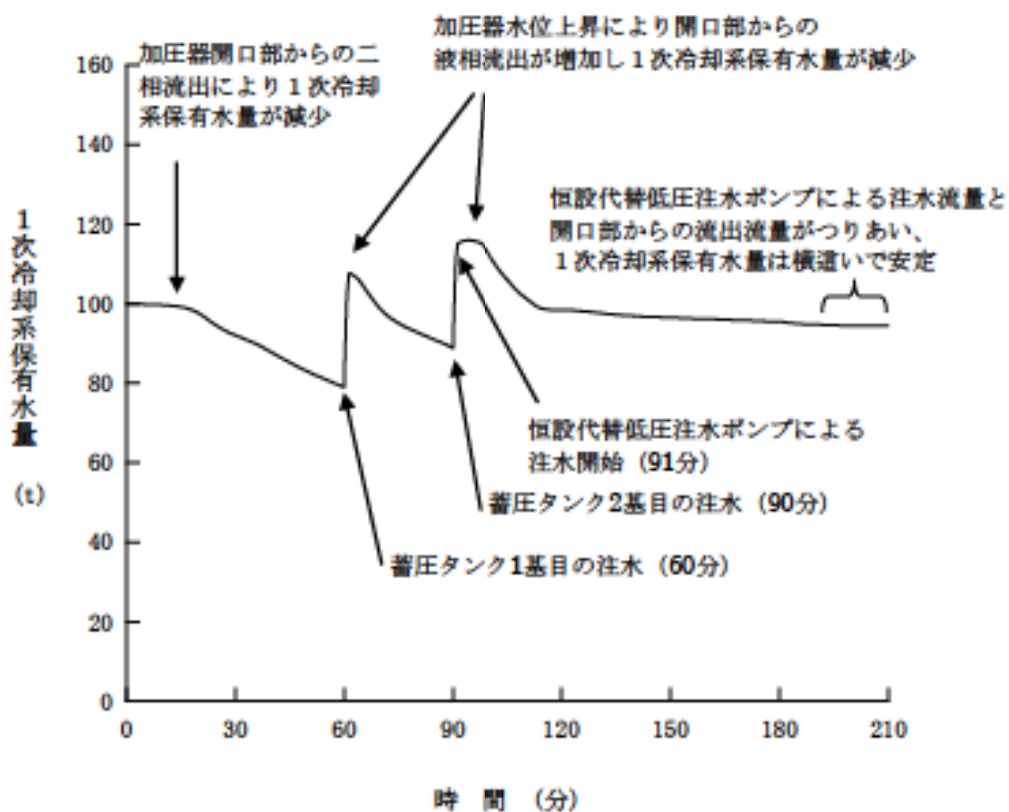
第 7.4.2.6 図 開口部からの流出流量と注水流量の推移



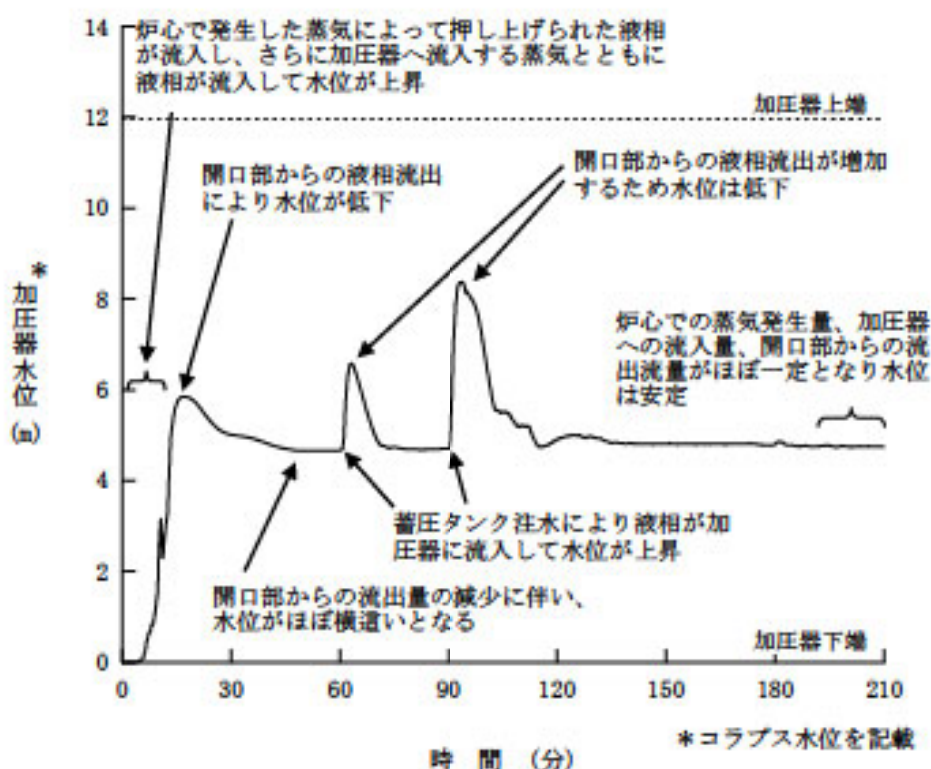
第 7.4.2.7 図 加圧器頂部クオリティの推移



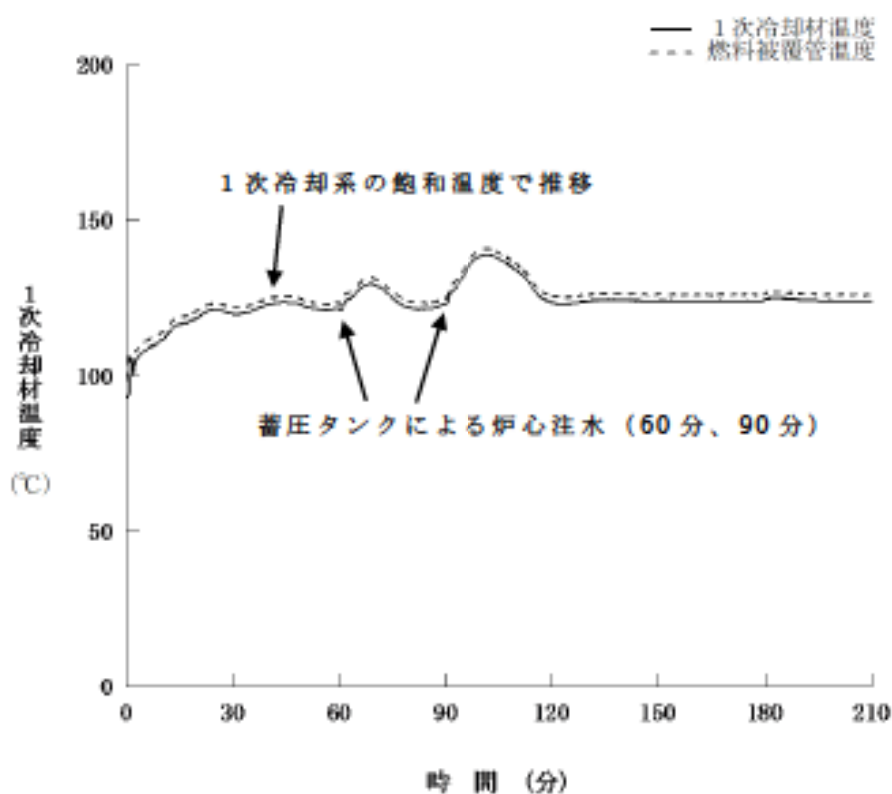
第 7.4.2.8 図 原子炉容器内水位の推移



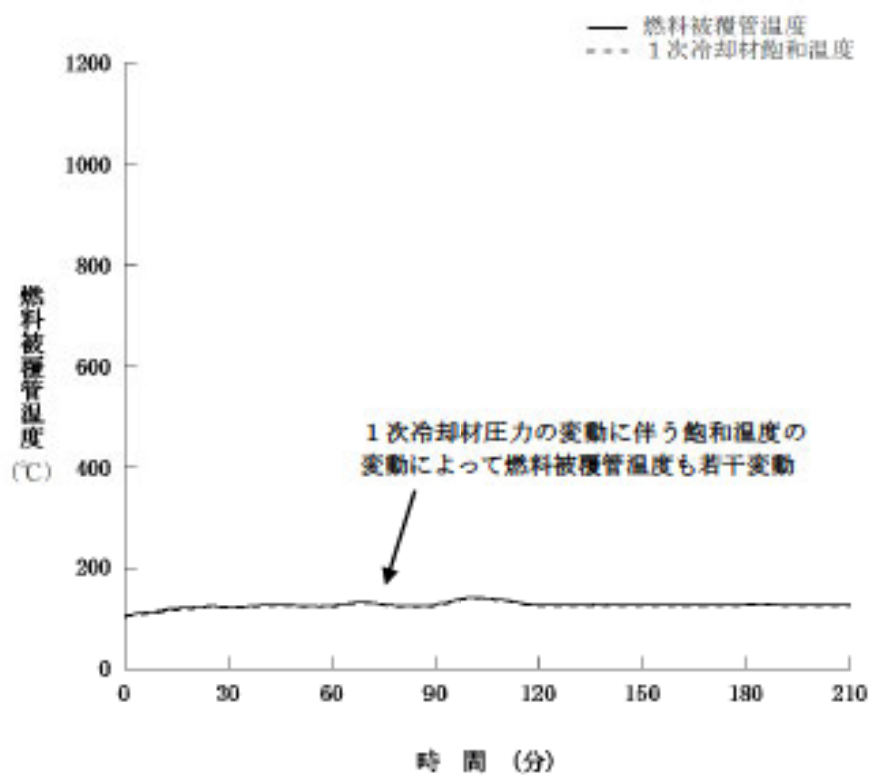
第 7.4.2.9 図 1次冷却系保有水量の推移



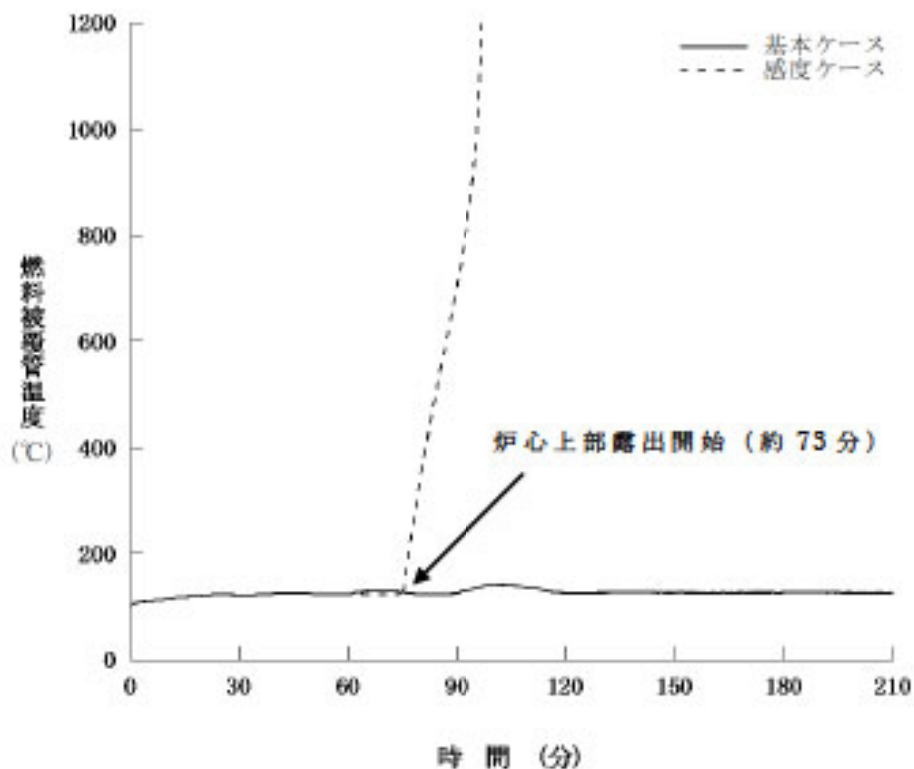
第 7.4.2.10 図 加圧器水位の推移



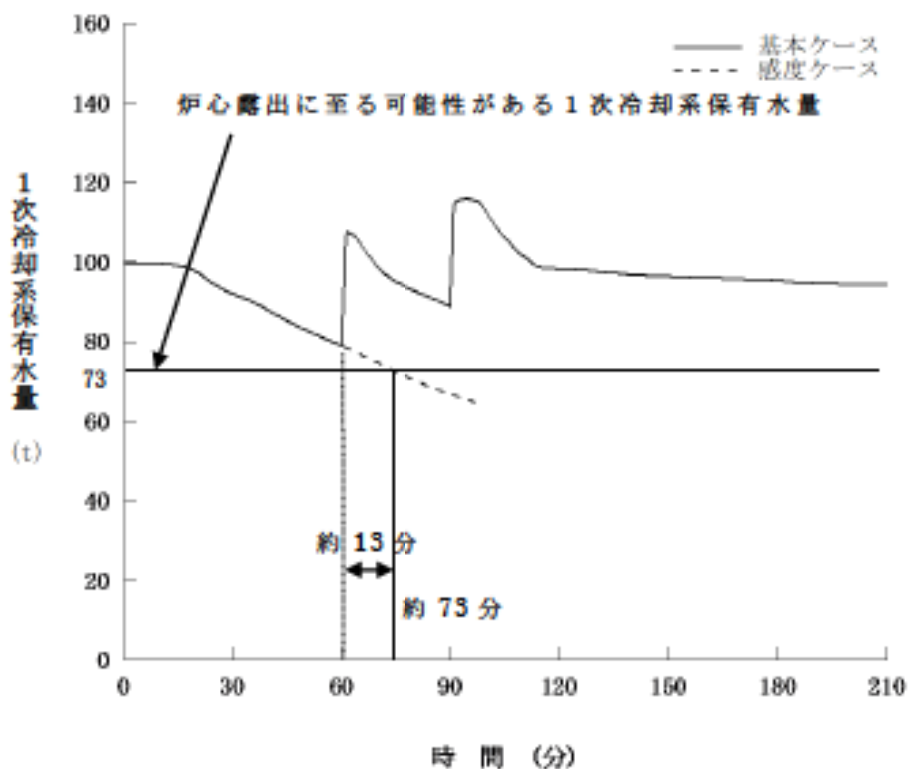
第 7.4.2.11 図 1次冷却材温度の推移



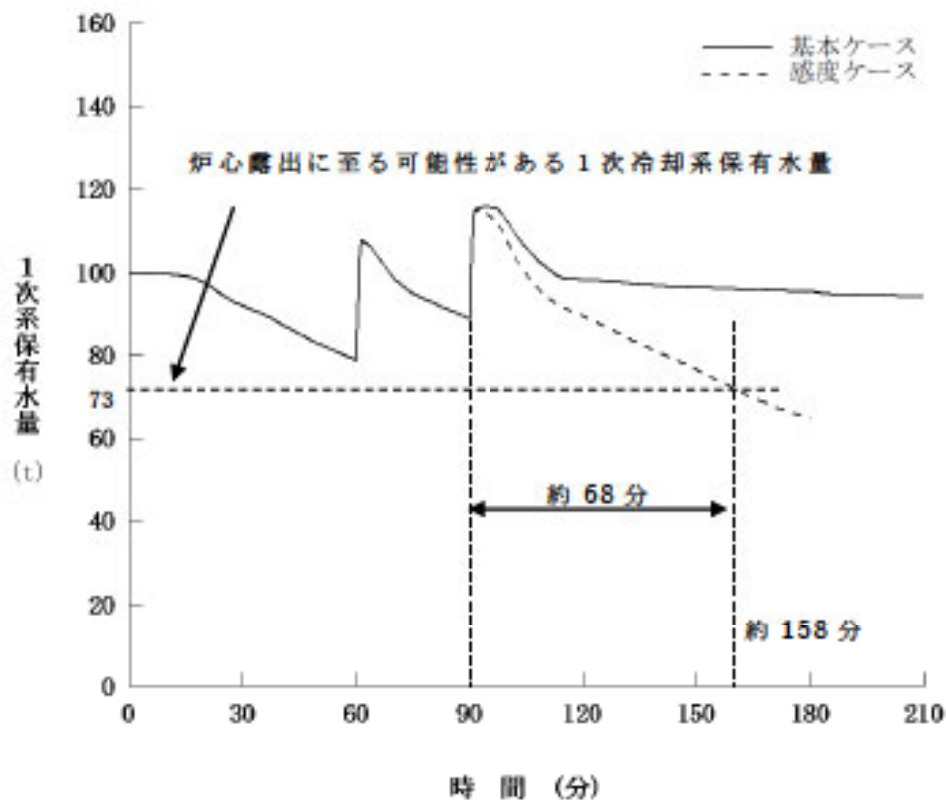
第 7.4.2.12 図 燃料被覆管温度の推移



第 7.4.2.13 図 燃料被覆管温度の推移 (炉心注水操作開始の時間余裕確認)



第 7.4.2.14 図 1次冷却系保有水量の推移
(炉心注水操作開始の時間余裕確認)



第 7.4.2.15 図 1次冷却系保有水量の推移
(恒設代替低圧注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認)

7.4.3 原子炉冷却材の流出

7.4.3.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」、「水位維持に失敗する事故」及び「オーバードレンとなる事故」である。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉停止中に、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、誤操作等によって系外への漏えいが発生する。このため、1次冷却材が流出することで、余熱除去機能が喪失し、緩和措置がとられない場合には、1次系保有水量が減少することで炉心が露出し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするために充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.4.3.1 図に、対応手順の概要を第 7.4.3.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.4.3.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.4.3.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び本部要員で構成され、合計12名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は6名（内1名は全体指揮者）である。この必要な要員と作業項目について第7.4.3.3図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、12名で対処可能である。

a. 1次系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断

1次冷却材流出により1次系の水位が低下し、余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなり、余熱除去ポンプがトリップする。余熱除去系2系統の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。

余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去流量である。

b. 余熱除去機能喪失時の対応

余熱除去機能回復操作を実施するとともに、1次冷却材の流出原因調査及び隔離操作を行う。

c. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止

原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。

d. 原子炉格納容器隔離操作

放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。

- e. 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び1次系保有水確保
充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を炉心に注水し、1次系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁(3個取外し中)からの蒸散により崩壊熱を除去する。

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び1次系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

- f. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

格納容器広域圧力計指示が上昇し 25.5kPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。

アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器広域圧力である。

- g. 代替再循環運転による1次系の冷却

長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心冷却を継続して実施する。

また、余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水タンク水位計指示が 16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。

代替再循環運転による1次系の冷却操作に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。

- h. 格納容器内自然対流冷却

長期対策として、A、B格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてB格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ系再循環運転を継続的に行う。

7.4.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、1次冷却材の流出流量の観点から代表性があり、1次系保有水の確保の観点から、崩壊熱が高く、1次系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系における冷却材流出及びECCS強制注入が重要な現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.3.2表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、余熱除去系統からの1次冷却材の流出を想定する。

ミッドループ運転中に1次系と接続されている系統には余熱除去系と化学体積制御系等があるが、1次系保有水の早期流出の観点で流量の多い余熱除去系からの流出とする。

また、流出流量は余熱除去ポンプ1台による浄化運転時の最大流量として、 $380\text{m}^3/\text{h}$ とする。

さらに、余熱除去機能喪失後も誤操作等による系外の漏えいの復旧を見込まず、流出が継続するものとし、流出する口径は余熱除去系統の最大口径である燃料取替用水タンク戻り配管の約 0.2m （8インチ）相当とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

余熱除去ポンプ入口側の1次冷却材が喪失した時点として、1次系水位が1次冷却材配管の下端に到達した時点で浄化運転中の余熱除去系が機能喪失し、その後さらに待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の確保の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 充てん/高圧注入ポンプの原子炉への注水流量

原子炉停止55時間後を事象開始として、c.(a)で設定した時点の崩壊熱の蒸散量に、流出により低下した水位を回復させるための水量を見込み、 $31\text{m}^3/\text{h}$ とする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、余熱除去機能喪失の20分後に開始す

るものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.4.3.2 図に、1 次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの推移を第 7.4.3.4 図から第 7.4.3.13 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、1 次冷却材の流出に伴い、1 次系水位が低下し約 3 分で余熱除去系が機能喪失することで流出流量が減少する。事象発生の約 23 分後、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を開始し、加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより 1 次系保有水量を確保することができる。

b. 評価項目等

炉心上端ボイド率は第 7.4.3.5 図に示すとおりであり、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。

また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたが閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。

炉心崩壊熱に伴う 1 次冷却材のボイド発生により、1 次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と、1 次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。これらの効果を考慮し、事象発生後の 1 次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約 $-4.6\% \Delta k/k$ であり、未臨界であることを

確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。

燃料被覆管温度は第 7.4.3.13 図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく飽和温度と同等の温度に維持できる。

第 7.4.3.10 図及び第 7.4.3.12 図に示すとおり、事象発生の約 30 分後に、1 次系保有水量及び 1 次冷却材温度は安定しており、原子炉は安定状態に維持できる。

その後は、1 次冷却材流出系統の隔離を行った上で、燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、A 格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続すること、また、必要に応じて B 格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイにより除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。

なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び 1 次系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。

また、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態以外の部分出力運転や高温停止状態においては、燃料取出前のミッドループ運転時と比べて、期待できる蓄圧タンク等の緩和機能の台数が増えることから、1 次系保有水が確保される状況にあり、炉心崩壊熱を考慮してもすべての評価項目を満足できる。

7.4.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作により、1次系保有水を確保することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、1次系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、余熱除去機能喪失が早くなることで、1次系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水の操作開始が早くなるが、操作開始が早まる時間は数十秒であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について-10%～+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べ

て少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることにより、炉心露出に対する事象進展が遅くなることから、1次系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作の開始が遅くなる。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第7.4.3.9図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約1.1mの高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、二相臨界流での漏えい量について-10%~+50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.4.3.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱（標準値）及び1次冷却材流出流量に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、1次系水位低下による余熱除去機能喪失を起点とする操作の開始が遅くなる。

1次冷却材流出流量を最確値とした場合、解析条件で設定している1次冷却材流出流量より減少し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、1次系水位低下が遅くなることで、余熱除去機能喪失に対する事象進展は遅くなるが、余熱除去機能喪失以降に1次系水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

1次冷却材流出流量を最確値とした場合、解析条件で設定している1次冷却材流出流量より減少し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水は、第 7.4.3.3 図に示すとおり、中央制御室からの操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配

置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散及び1次冷却材流出に伴う1次系保有水量の減少と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられるが、「(3) 操作時間余裕の把握」において、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性を確認できる範囲内の操作時間余裕を確認する。

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 7.4.3.14 図に示すとおり、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水開始時点の1次系からの流出量を維持するものとして概算した結果、炉心が露出する可能性がある1次系保有水量となるまで約 27 分の操作時間余裕があることを確認した。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による充てん／高圧注入ポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパ

ラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.4.3.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、3号炉及び4号炉については「7.4.3.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり12名、1号炉及び2号炉については12名であり、合計23名（全体指揮者1名は共通）で対処可能である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員128名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。

a. 水源

燃料取替用水タンク（1,600m³：有効水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（16%）に到達後、代替再循環へ切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

b. 燃料

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日

間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 450.9kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 459.2kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そうの合計油量(466kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.4.3.5 結論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に、原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から、誤操作等によって系外への漏えいが発生する。このため、1次冷却材が流出することで、余熱除去機能が喪失し、1次系保有水量が減少することで炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。

燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により1次冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。

その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、充てん／高圧注入ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。

第 7.4.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」における重大事故等対策について（1 / 3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 1次系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断	・ 1次冷却材流出により1次系の水位が低下し、余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなり、余熱除去ポンプがトリップする。余熱除去系2系統の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。	-	-	余熱除去流量
b. 余熱除去機能喪失時の対応	・ 余熱除去機能回復操作を実施するとともに、1次冷却材の流出原因調査及び隔離操作を行う。	【余熱除去ポンプ】	-	-
c. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	・ 原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はベージング装置により退避の指示を行う。 ・ 作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。	-	-	-
d. 原子炉格納容器隔離操作	・ 放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。	-	-	-

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」における重大事故等対策について（2 / 3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
e. 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び1次系保水確保	<ul style="list-style-type: none"> 充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を炉心に注水し、1次系保水を維持するとともに、加圧器安全弁(3個取外し中)からの蒸散により崩壊熱を除去する。 	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	-	加圧器水位 1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 燃料取替用水タンク水位
f. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器広域圧力計指示が上昇し 26.5kPa[gage]になれば、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。 中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。 	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット ディーゼル発電機 燃料油貯油そう	-	格納容器広域圧力

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.3.1 表 「原子炉冷却材の流出」における重大事故等対策について（3 / 3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
g. 代替再循環運転による 1 次系の冷却	<ul style="list-style-type: none"> 長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心冷却を継続して実施する。 余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水タンク水位計指示が 16%到達及び格納容器再循環サンブ広域水位計指示が 67%以上であることを確認し、格納容器再循環サンブから A 格納容器スプレィポンプを経て A 格納容器スプレィ冷却器で冷却した水を A 余熱除去系統及び A 格納容器スプレィ系統に整備している連絡ラインより炉心注水する代替再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。 	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう A 格納容器スプレィポンプ A 格納容器スプレィ冷却器 格納容器再循環サンブ 格納容器再循環サンブスクリーン 代替再循環配管	-	余熱除去流量 格納容器再循環サンブ広域水位 格納容器再循環サンブ狭域水位 1 次冷却材低温側温度（広域） 1 次冷却材高温側温度（広域） 1 次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
h. 格納容器内自然対流冷却	<ul style="list-style-type: none"> 長期対策として、A、B 格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。 原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて B 格納容器スプレィポンプにより、格納容器スプレィ系再循環運転を継続的に行う。 	A、B 格納容器再循環ユニット 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却水冷却器 原子炉補機冷却水サージタンク 海水ポンプ ディーゼル発電機 燃料油貯油そう B 格納容器スプレィポンプ B 格納容器スプレィ冷却器	窒素ポンベ（原子炉補機冷却水サージタンク加圧用）	格納容器内温度 格納容器広域圧力 格納容器広域圧力（A M 用） 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（S A）用） 原子炉補機冷却水サージタンク加圧ライン圧力

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

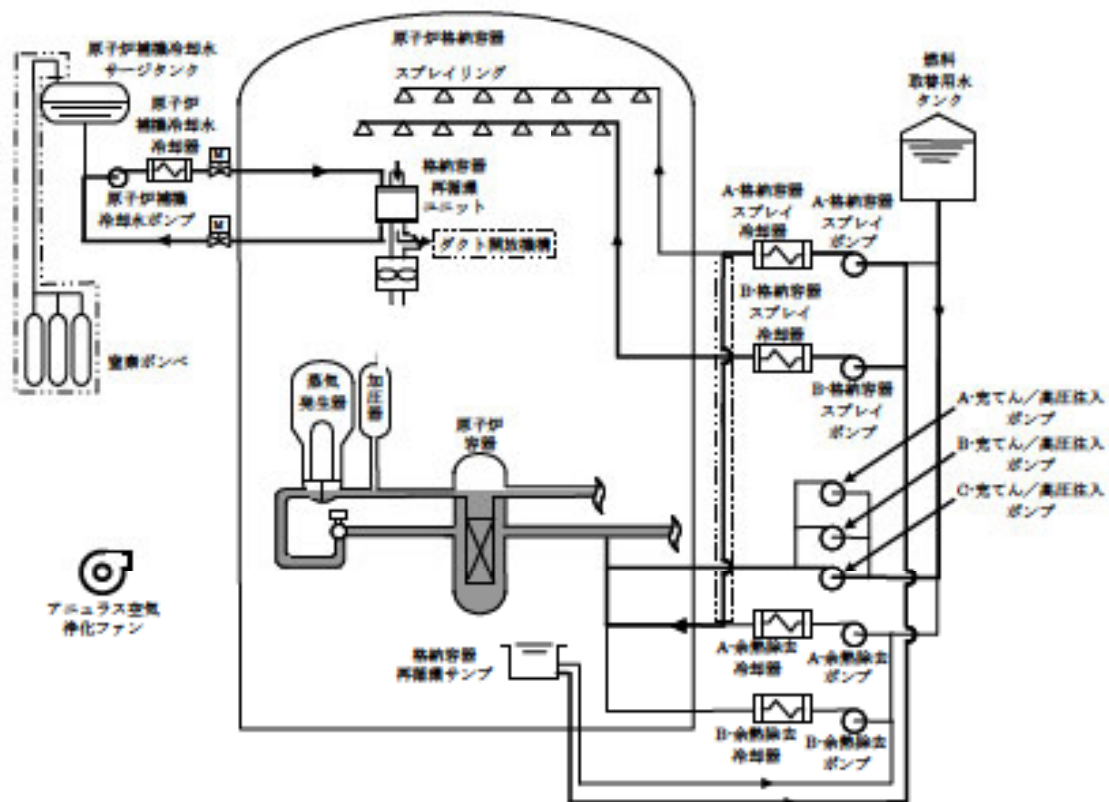
第 7.4.3.2 表 「原子炉冷却材の流出」の主要解析条件（燃料取出前のミッドループ運転中に
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故）（1 / 2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。	
初期条件	原子炉停止後の時間	55時間	評価結果を厳しくするように、定期検査工程上、原子炉停止から1次冷却材水抜き開始までの時間として考えられる最短時間に余裕を見た時間として設定。原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が大きくなり、1次冷却材の蒸散率も大きくなることから、1次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	1次冷却材圧力 (初期)	大気圧 (0MPa[gage])	ミッドループ運転時は1次系を大気開放状態としていることから設定。
	1次冷却材高温側温度 (初期)	93℃ (保安規定モード5)	評価結果を厳しくするように、ミッドループ運転時の運転モード(モード5)の上限値として設定。1次冷却材温度が高いと1次系の保有熱が大きくなり、1次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	1次冷却材水位 (初期)	原子炉容器出入口 配管中心高さ+80mm	評価結果を厳しくするように、プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位に余裕をみた水位として設定。ミッドループ運転時の水位が低いと1次系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP:日本原子力学会推奨値 アクチニド:ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。また、MOX燃料の装荷を考慮している。
	1次系開口部	加圧器安全弁3個取外し 加圧器ベント弁2個開放	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している経路を設定。
	2次系の状態	2次系からの冷却なし	炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い、1次系保有水量の減少を早める観点から、2次系からの冷却は想定しない。

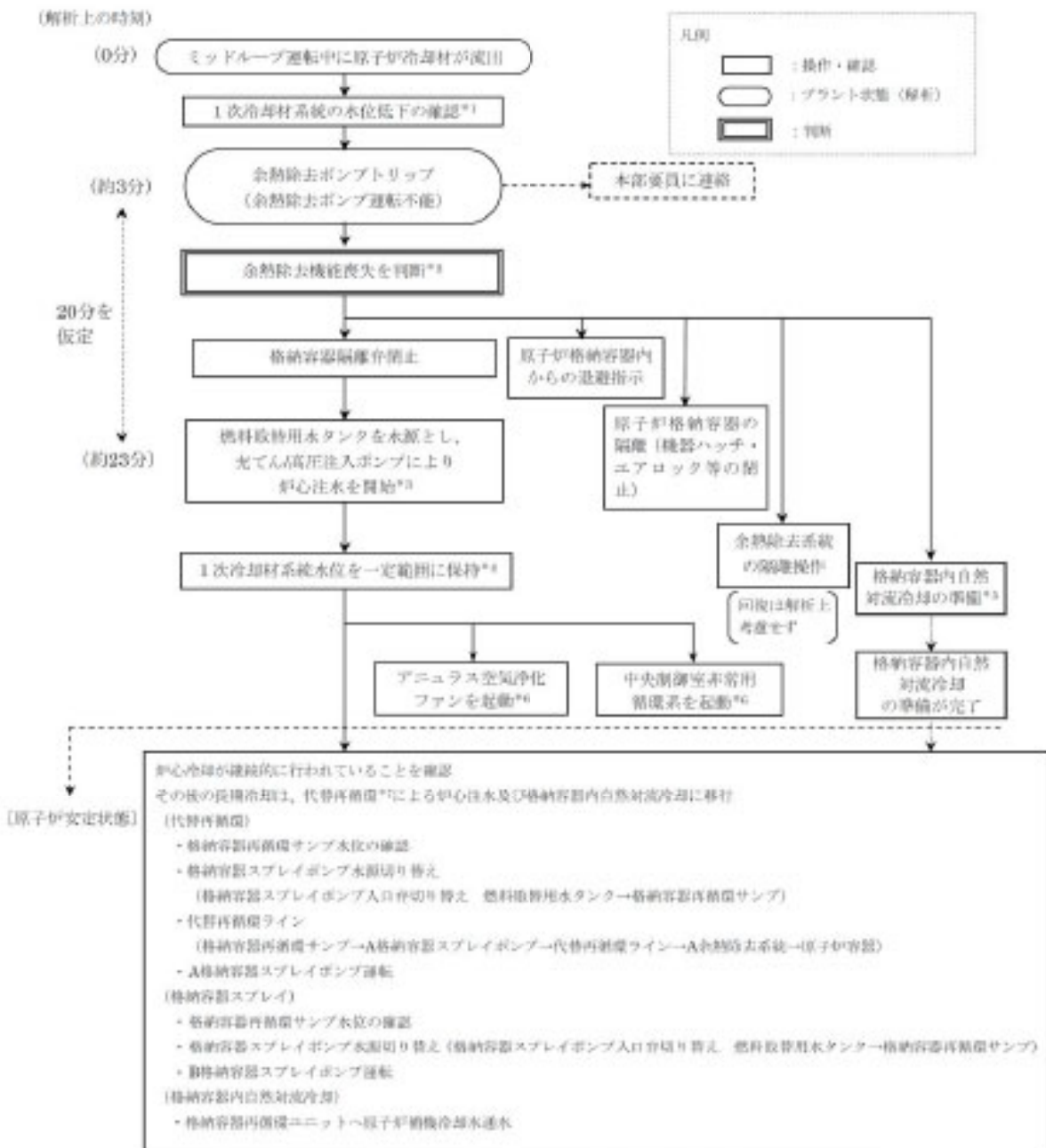
第 7.4.3.2 表 「原子炉冷却材の流出」の主要解析条件（燃料取出前のミッドループ運転中に
原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故）（2 / 2）

項目		主要解析条件		条件設定の考え方
事故条件	起回事象	余熱除去系からの 1次冷却材の流出	380m ³ /h (余熱除去機能喪失まで流出)	余熱除去ポンプ1台による浄化運転時の最大流量として設定 (ミッドループ運転中に1次系と接続されている系統には余熱除去系と化学体積制御系があるが、1次系保有水の早期流出の観点で、流量の多い余熱除去系統からの流出を想定)。
			燃料取替用水タンク 戻り配管の口径である 約0.2m(8インチ)口径 相当の漏えい (余熱除去機能喪失後)	誤開した弁の復旧を見込まず、余熱除去機能喪失後も流出が継続するものとして設定。また、流出する口径は余熱除去系統の最大口径を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	1次系水位が1次冷却材配管の下端に到達した時点で余熱除去機能喪失	余熱除去ポンプ入口側の1次冷却材が喪失した時点で、浄化運転中の余熱除去系が機能喪失し、さらにこれに伴い待機中の余熱除去系も機能喪失を仮定。	
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源確保の観点で厳しくなる外部電源がない場合を設定。	
重大事故等対策に関連する機器条件	充てん/高圧注入ポンプの 原子炉への注水流量	31m ³ /h	原子炉停止の55時間後を事象開始として、充てん/高圧注入ポンプの起動時間約23分時点における崩壊熱による蒸散量約29.8m ³ /hを上回る値として設定。	
重大事故等対策に関連する操作条件	充てん/高圧注入 ポンプ作動	余熱除去ポンプ機能喪失後 20分	運転員操作時間余裕として、事象の検知・判断及び充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水操作に計20分を想定して設定。	

----- 設計基準事故対処設備から追加した箇所



第 7.4.3.1 図 「原子炉冷却材の流出」の重大事故等対策の概略系統図



*1: 解析上、初期水位EL. 22.35m (ノズルセンタ+8cm)、水位低警報はEL. 22.30m (ノズルセンタ+3cm) にて燃料取扱用BCS水位注意警報が発信

*2: 余熱除去機能喪失の判断は、運転表示灯、余熱除去流量、余熱除去ポンプ出口圧力等により総合的に判断する

*3: 実際の操作では、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水以外に、蒸気発生器を使用した加熱、燃料取扱用水タンクからの重力注水等の冷却方法がある

*4: 1次冷却材系統水位は1次冷却材配管下層水位以上で適宜調整する

*5: 格納容器スプレイポンプは解析上考慮しない

*6: 格納容器広域圧力計指示が25.5kPa(gage)になれば起動する

*7: 燃料取扱用水タンク水位計指示が10%到達及び格納容器再循環タンク成層水位計指示が67%以上であることを確認し、代替再循環に移行する

第 7.4.3.2 図 「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要

(「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」の事象進展)

必要な器具と作業項目			経過時間(分)												経過時間(時間)	備考	
手順の項目	器具名 (作業に必要な器具名) 【 】は特殊装置 等動して来た器具	手順の内容	経過時間(分)												経過時間(時間)	備考	
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120			24h
			事故発生 前25分 充てん/減圧注入ポンプによる炉心への注水 前3分 冷却回路ポンプトリップ プラント状況判断														
	当直係長、当直主任	1	1														
状況判断	運転員A、B	2	2	10分													
燃料容器隔離	運転員A	0	0	30分													
	燃料容器内作業員	-	-	10分	10分												重大事故発生時に必要な作業には燃料容器内作業員を要する。
	出入監視員	-	-	10分	10分												ミッドループ運転開始中に出入監視員が2名を要する。
減圧注入炉心注水操作	運転員A	0	0	10分													
高圧ミッドループ運転 (燃料上流調整)	運転員A	0	0	40分													適宜実施
	運転員B	0	0	30分													適宜実施
炉心注水操作	運転員A	0	0														適宜実施 注1
																	適宜実施 注1

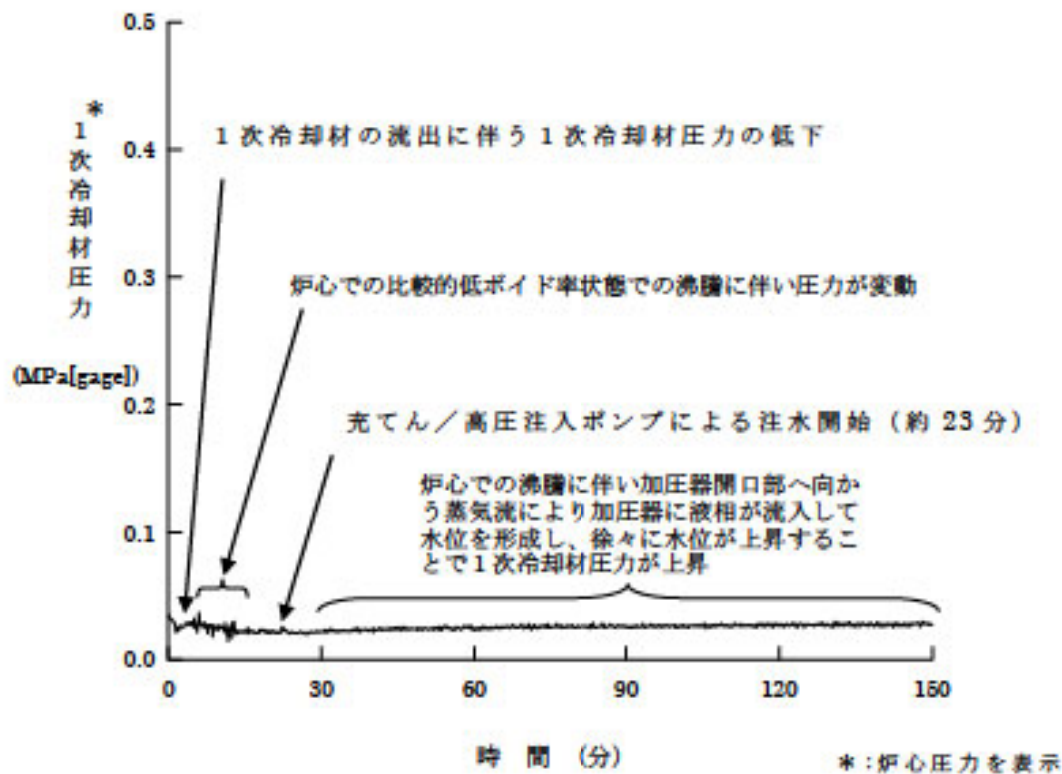
上記手順に加え、本手順書と併せて関係各所に連絡連絡を行う。

なお、本作業手順は操作要領、操作条件書(2)に実際の現場手順を含む作業時間等を考慮した上で解析上の目安として設定したものであり、運転員は手帳裏にはたきも操作条件を満たせば順次操作を実施する。

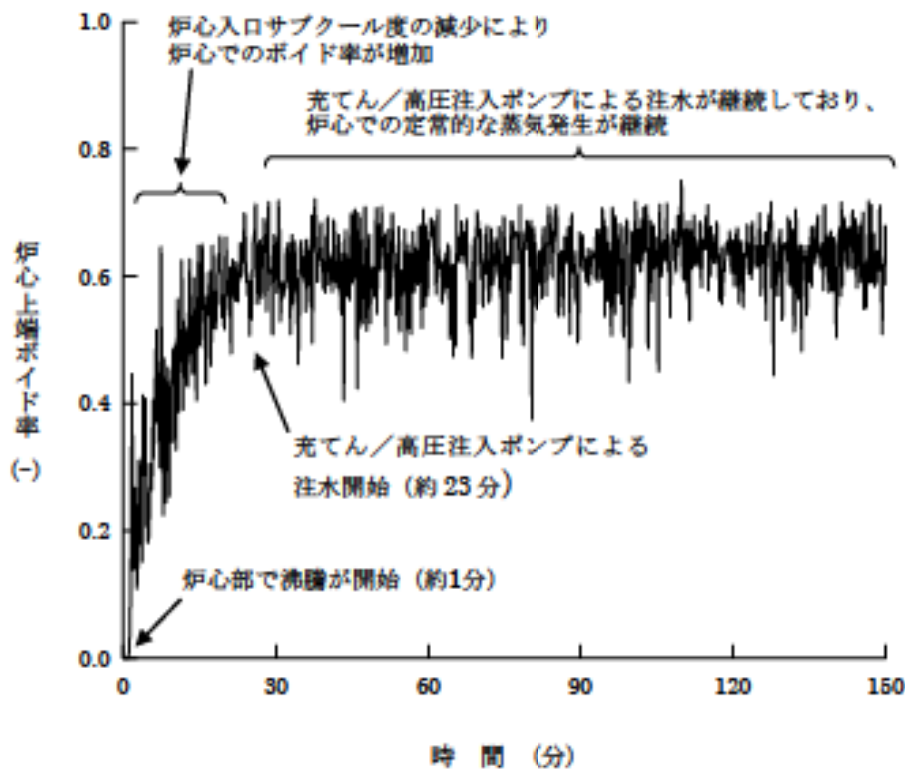
また、運転員が解析上設定した操作条件範囲内に対応できることは訓練等に基づき確認している。(一部の機器については想定時間により異なる)

第 7.4.3.3 図 「原子炉冷却材の流出」の作業時間と手順

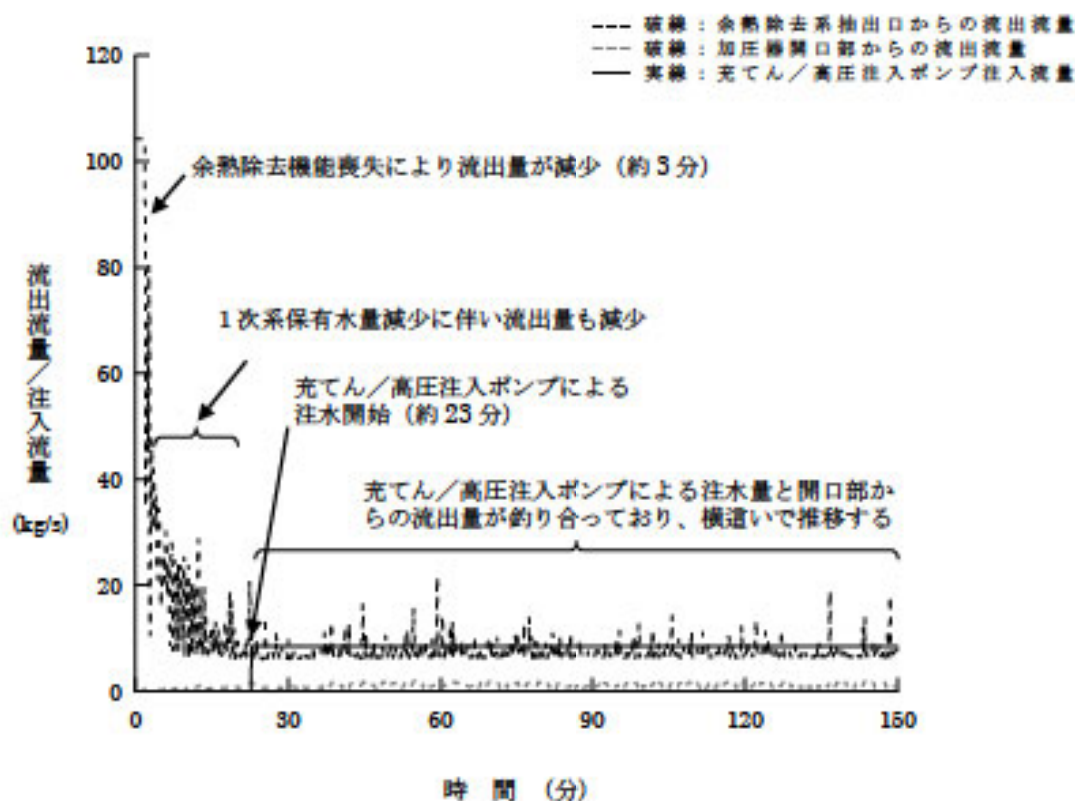
(燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故)



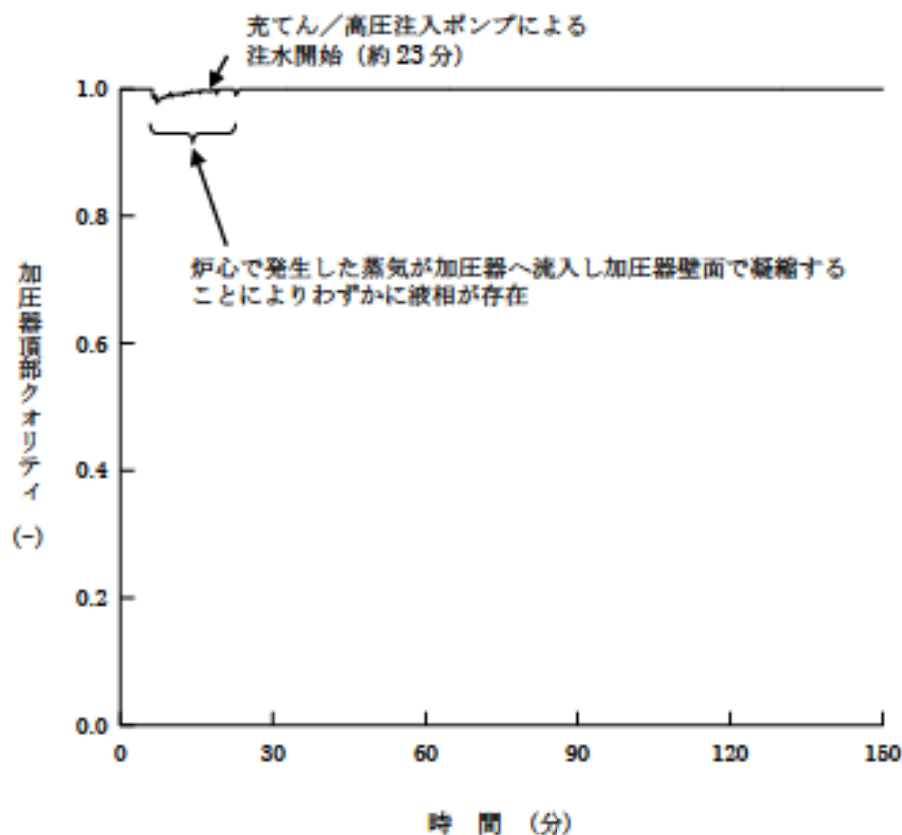
第 7.4.3.4 図 1 次冷却材圧力の推移



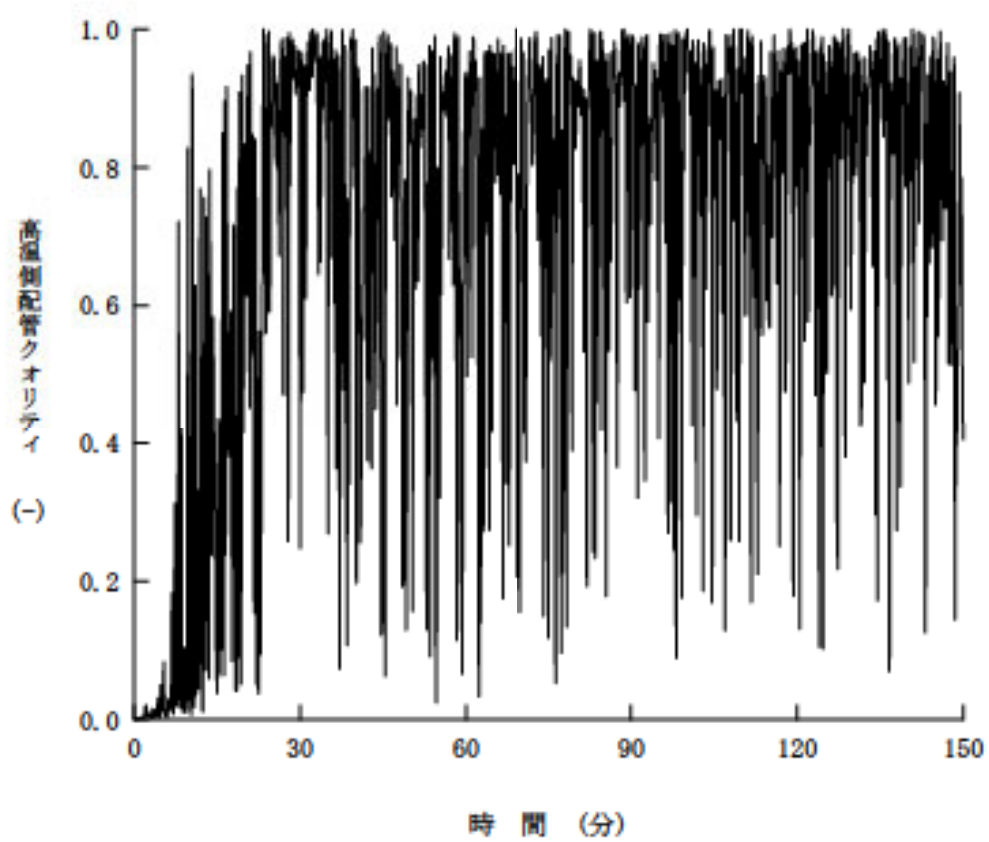
第 7.4.3.5 図 炉心上端ボイド率の推移



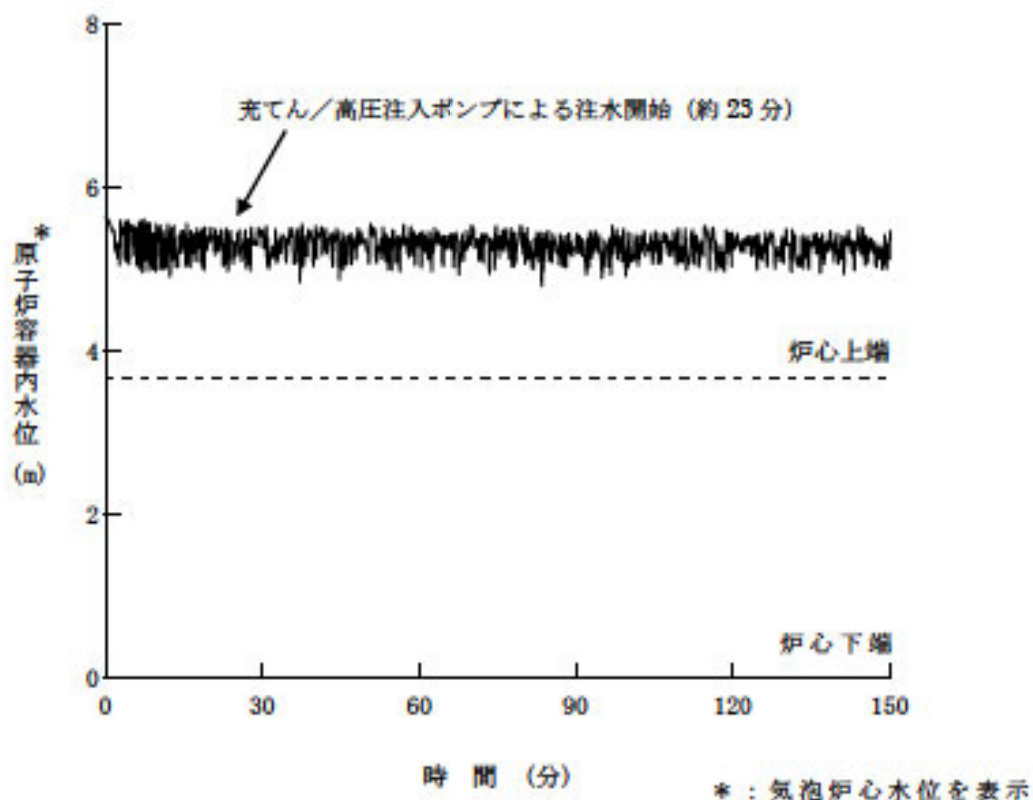
第 7.4.3.6 図 開口部からの流出流量と注入流量の推移



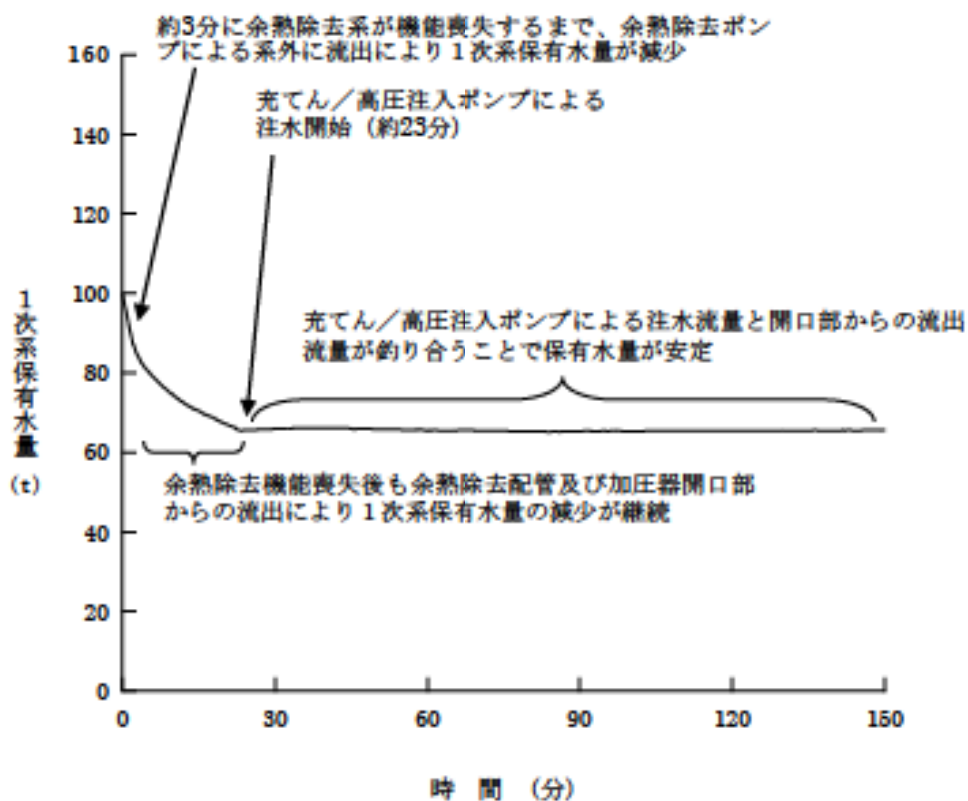
第 7.4.3.7 図 加圧器頂部クオリティの推移



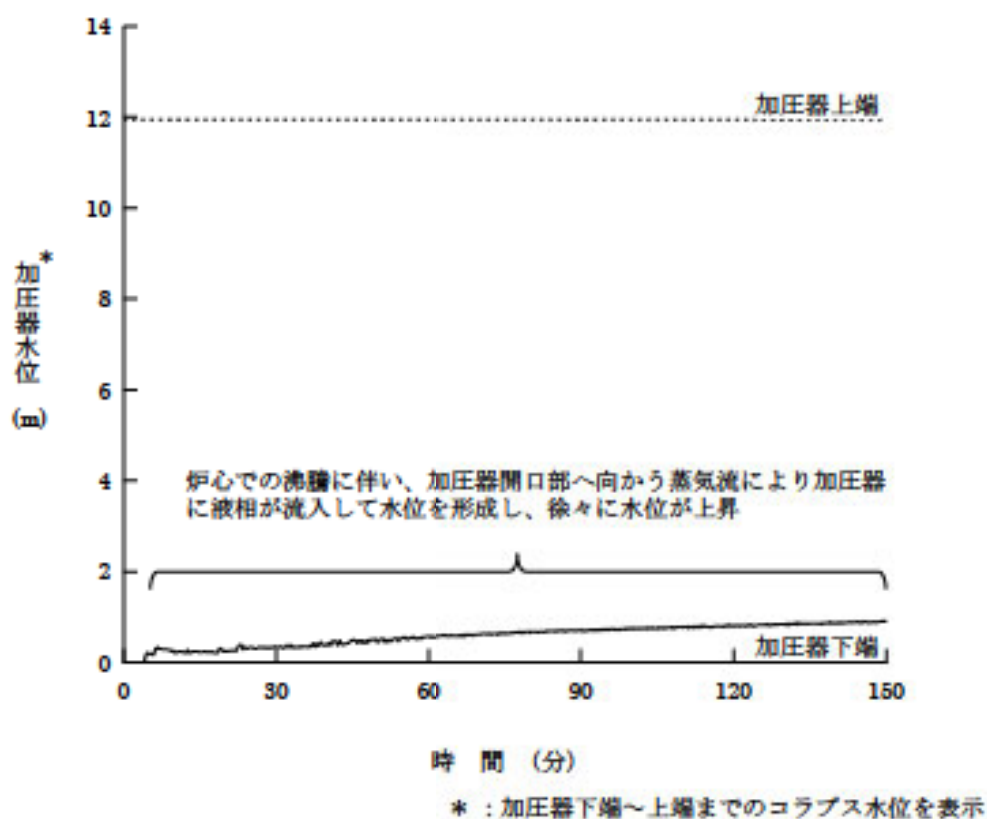
第 7.4.3.8 図 高温側配管クオリティ（余熱除去系抽出口）の推移



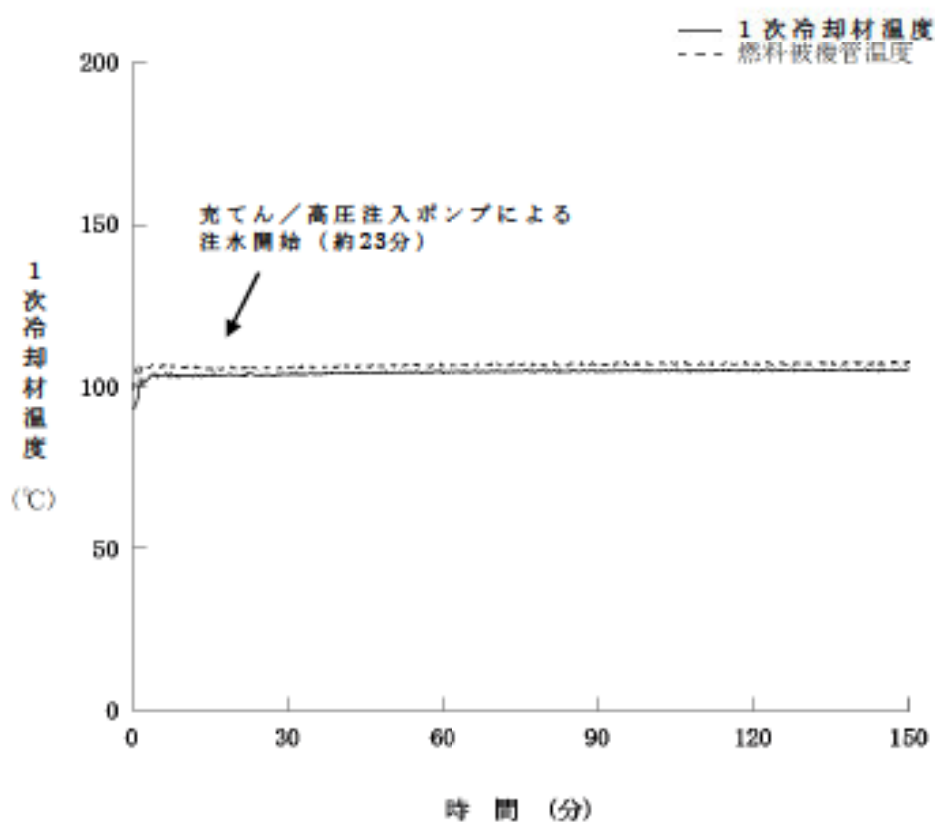
第 7.4.3.9 図 原子炉容器内水位の推移



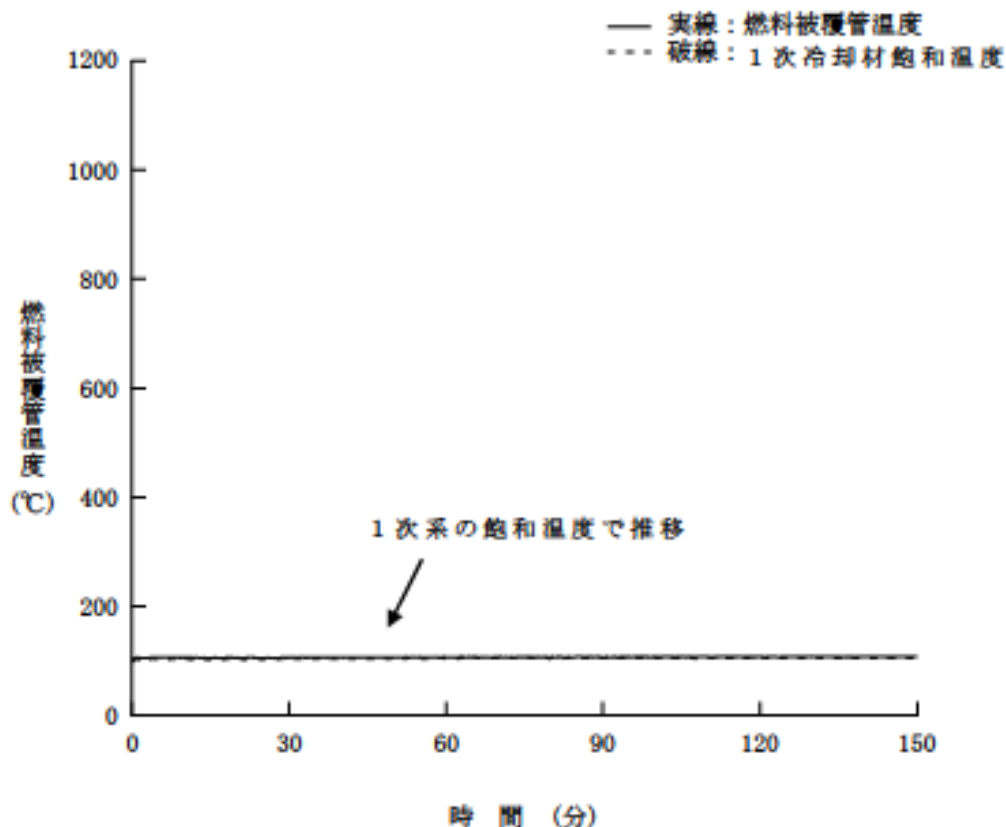
第 7.4.3.10 図 1次系保有水量の推移



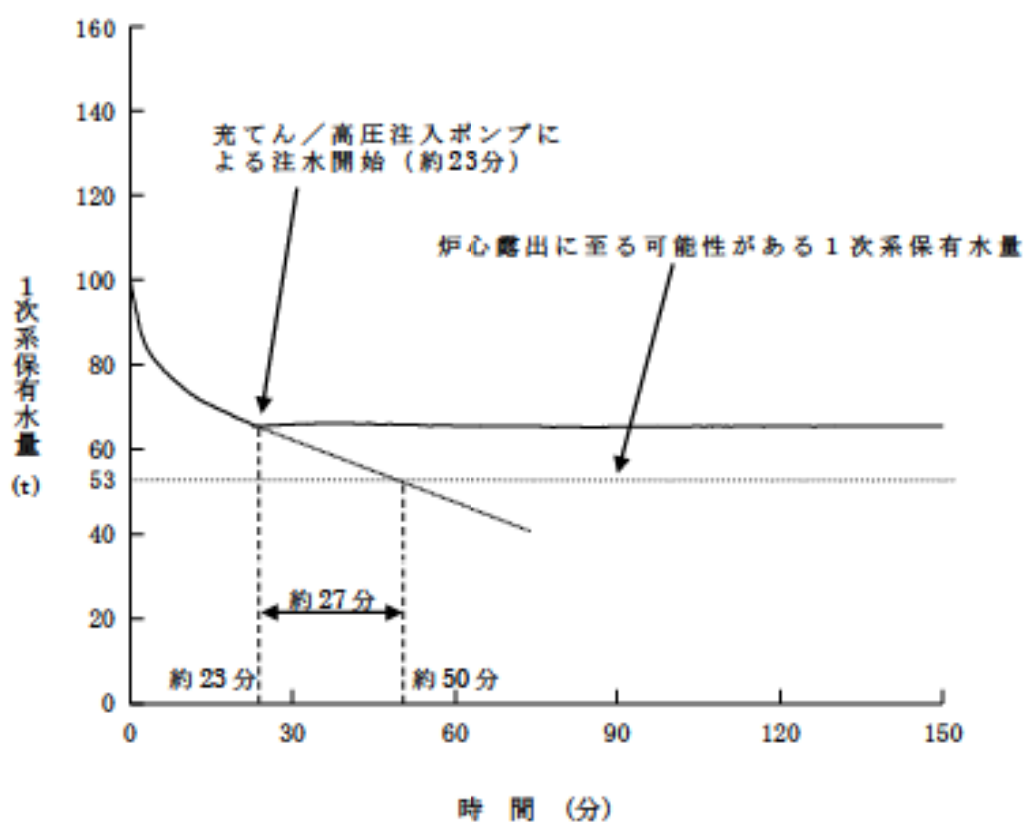
第 7.4.3.11 図 加圧器水位の推移



第 7.4.3.12 図 1次冷却材温度の推移



第 7.4.3.13 図 燃料被覆管温度の推移



第 7.4.3.14 図 1次系保有水量の推移 (炉心注水操作開始の時間余裕確認)

7.4.4 反応度の誤投入

7.4.4.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「反応度の誤投入事故」のみである。

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の故障、誤操作等により、1次冷却材中に純水が注水される。このため、1次冷却材中のほう素濃度が低下することから、緩和措置がとられない場合には、反応度が添加されることで、臨界に達し、燃料損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、純水注水を停止し、反応度の添加を停止するとともに、1次冷却材中にほう酸を注入し未臨界を確保することで燃料損傷を防止する。

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」における機能喪失に対して、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするために純水注水を停止し、1次冷却材を濃縮するほう酸注入を整備する。対策の概略系統図を第 7.4.4.1 図に、対応手順の概要を第 7.4.4.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.4.4.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.4.4.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び本部要員で構成され、合計12名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及

び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所へ通報連絡等を行う本部要員は6名（内1名は全体指揮者）である。この必要な要員と作業項目について第7.4.4.3図に示す。

a. 反応度の誤投入の判断

1次系の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示上昇、原子炉補給水補給流量積算制御器の動作音及び炉外核計装装置可聴計数率計の計数音間隔が短くなることにより、反応度の誤投入を判断する。

なお、停止時中性子束レベルの0.5デカード以上となれば、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。

反応度の誤投入の判断に必要な計装設備は、中性子源領域中性子束等である。

b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止

原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。

c. 希釈停止操作

1次系補給水ポンプの停止及び当該系統の弁の閉止により、原子炉補給水補給流量積算制御器の動作停止を確認する。

d. ほう酸濃縮操作

ほう酸ポンプ起動及び緊急ほう酸水補給弁を開放し、緊急ほう酸濃縮操作を行い、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示が低下することを確認する。

ほう酸濃縮操作に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位等である。

e. 未臨界状態の維持確認

中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示、炉外核計装装置可聴計数率計の計数音間隔が事象発生前に戻っているこ

とを確認する。

また、ほう素濃度についてもサンプリングにより事象発生前の停止ほう素濃度以上に戻っていることを確認する。

未臨界状態の維持確認に必要な計装設備は、中性子源領域中性子束等である。

7.4.4.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、定期検査中、原子炉起動前までは希釈が生じない措置を講じることを考慮し、臨界到達までの時間余裕を厳しく評価する観点で、「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故」である。

なお、希釈操作中に外部電源が喪失した場合、希釈信号は直流電源より受電しているため希釈信号は保持されるものの希釈水弁が自動閉止し、1次系補給水ポンプが停止するため、1次系内に希釈水が流入することはない。1次系補給水ポンプは、非常用母線から受電しているが、外部電源喪失により停止し、起動信号保持回路はリセットされる。したがって、ディーゼル発電機からの受電後も再起動はしない。

また、原子炉停止中において、1次系の水抜き開始から燃料取出しまでの期間及び燃料装荷開始から1次系の水張り完了までの期間については、1次系へ純水を補給する系統の手動弁を閉止運用する等、機器の誤動作による1次系冷却材系統の希釈を防止する措置を講じ設備・手順の両面から反応度事故の発生防止を図っている。

本重要事故シーケンスでは、事象発生から臨界に至るまでの時間が重要となる。よって、希釈が開始されてから「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報の発信及び臨界に至るまでの時間を求め、運転員が警報により異常な状態を検知し、臨界に至る前に希

積停止操作を実施するための時間余裕を評価する。

また、評価条件の不確かさの影響評価として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間への影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 7.4.4.2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 制御棒位置

低温停止状態における制御棒位置として、全挿入状態とする。

(b) 1次系有効体積

1次系の体積は、小さいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加するため、評価結果が厳しくなるような値として、1次系の有効体積は加圧器体積、原子炉容器上部ドーム部、炉心内バイパス等を除いた 215m^3 とする。

(c) 初期ほう素濃度

原子炉停止中の1次冷却系は、燃料取替用水タンクのほう酸水で満たされており、同タンクのほう素濃度として、保安規定に定められた制限値である $2,800\text{ppm}$ とする。

(d) 臨界ほう素濃度

サイクル初期、低温状態、制御棒全挿入状態における炉心の臨界ほう素濃度の評価値に、炉心のばらつき等を考慮しても余裕のある値として、 $1,850\text{ppm}$ とする。

b. 事故条件

(a) 起回事象

起回事象として、原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の故障、誤操作等により、1次冷却材中に純水が注水される

ことを想定する。

1次系への純水補給最大流量は、1次系補給水ポンプ2台運転時の全容量(約78.7m³/h)に余裕を持たせた値である81.8m³/hとする。

(b) 外部電源

外部電源はあるものとする。

1次系補給水ポンプにより原子炉へ純水が流入して反応度が投入される事象を想定するため、外部電源はある場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 「中性子源領域炉停止時中性子束高」設定値

警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、設定値に余裕を見込んだ値として、停止時中性子束レベルの0.8デカード上とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 希釈停止操作の開始は「中性子源領域炉停止時中性子束高」

警報発信から10分後に開始し、操作に1分を要するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.4.4.2図に示す。

a. 事象進展

原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の故障、誤作動等により、1次冷却材中に純水が注水される。このため、1次冷却材中のほう素濃度が低下するが、事象発生約53分後に「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。警報発信の10分後の約63分後に1次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施し、1次冷却材の希釈を停止する。希釈停止までの間、炉心は臨界に至ることなく未臨界を維持する。希釈停止後、ほう

酸注入による濃縮操作により、事象発生前の初期ほう素濃度まで濃縮し、未臨界を確保する。

b. 評価項目等

第 7.4.4.4 図に示すとおり、希釈開始から「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信されるまで約 53 分要し、臨界に至るまでにはさらに約 12 分を要する。

したがって、運転員が異常状態を検知し、希釈停止操作の実施に十分な時間余裕があり、未臨界を維持することができる。

なお、当該期間においては純水が注水され、原子炉容器は水で満たされている状態で維持されており、燃料有効長頂部が冠水している状態であるとともに、原子炉容器ふたが閉止されている状態であることから、放射線遮蔽を維持できる。

その後は、ほう酸注入による濃縮操作により長期にわたる未臨界の維持が可能である。なお、臨界ほう素濃度である 1,850ppm まで希釈された際に、初期ほう素濃度 2,800ppm まで濃縮するのに要する時間は約 3 時間である。

7.4.4.3 評価条件の不確かさの影響評価

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本重要事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員操作である希釈停止操作により、反応度添加を停止することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員操作は、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信を起点とする希釈停止とする。

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.4.4.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の

最確値とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定にあたっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる1次系純水注水流量及び臨界ほう素濃度に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

1次系純水注水流量を最確値とした場合、評価条件で設定している純水注水流量より少なくなるため、ほう素濃度が低下しにくくなることから、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信時間が遅くなり、警報発信を起点とする希釈停止の開始が遅くなる。

臨界ほう素濃度を最確値とした場合、評価条件で設定している臨界ほう素濃度より低くなるため、臨界到達までの時間が長くなることから、警報発信を起点とする希釈停止の開始が遅くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

1次系純水注水流量を最確値とした用いた場合、評価条件で設定している純水注水流量より少なくなるため、ほう素濃度が低下しにくくなり、臨界到達までの時間が長くなることから、事象発生から臨界までの時間余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

臨界ほう素濃度を最確値とした場合、評価条件で設定している臨界ほう素濃度より低くなるため、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信から臨界までの時間余裕が大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置によ

る他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

希釈停止は、第 7.4.4.3 図に示すとおり、中央制御室の操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

希釈停止の操作開始時間については、評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、事象発生から臨界までの時間余裕が大きくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、操作開始が遅くなる場合は、1次系純水注水流量等の不確かさにより事象進展が遅くなり、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信時間が遅くなることで操作開始が遅くなるが、「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信から臨界までの時間余裕が大きくなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

なお、「(2) 操作時間余裕の把握」において、警報発信から希釈停止を開始した場合の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(2) 操作時間余裕の把握

操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性を確認できる範囲内の操作時間余裕を確認する。

希釈停止の操作時間としては、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から臨界に至るまで約 12 分かかるのに対し、警報による事象の検知及び判断に 10 分、その後の希釈停止操作に 1 分の計 11 分で完了できることから、臨界に達するまで 1 分の時間余裕がある。

なお、評価では警報発信に伴い反応度誤投入の判断後、希釈停

止を実施することとしているが、運転員は、原子炉補給水補給流量積算制御器の動作音や炉外核計装装置可聴計数率計の計数音間隔の変化により1次系の希釈を早期に検知することができ、臨界に至るまでの希釈停止の操作時間余裕は十分ある。

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響を考慮した場合においても、運転員による希釈停止操作を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.4.4.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、3号炉及び4号炉については「7.4.4.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり12名、1号炉及び2号炉については12名であり、合計23名（全体指揮者1名は共通）で対処可能である。したがって、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員128名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケン

スの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。

a. 水源

本重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策時に必要な水源はない。

b. 燃料

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 450.9kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 459.2kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そのの合計油量(466kℓ)にて供給可能である。

c. 電源

外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.4.4.5 結論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、原子炉の起動時に、化学体積制御系の故障、誤操作等により、1次冷却材中に純水が注水される。このため、1次冷却材中のほう素濃度が低下することに伴い反応度が添加されることで、炉心が臨界に達し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、純水注水を停止し、ほ

う酸注入により1次冷却材を濃縮する対策を整備している。

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉が臨界になる前に、運転員が警報により異常な状態を検知し、希釈停止操作実施に十分な時間余裕があり、未臨界は維持される。また、当該期間においては純水が注水され、原子炉容器は水で満たされている状態で維持されており、燃料有効長頂部が冠水している状態であるとともに、原子炉容器ふたが閉止されている状態であることから、放射線の遮蔽は維持される。その後は、ほう酸注入による濃縮操作により長期にわたる未臨界の維持が可能である。

その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。

重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、希釈停止操作等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対して有効である。

第 7.4.4.1 表 「反応度の誤投入」における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
a. 反応度の誤投入の判断	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次系の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示上昇、原子炉補給水補給流量積算制御器の動作音及び炉外核計装装置可聴計数率計の計数音間隔が短くなることにより、反応度の誤投入を判断する。 ・ 停止時中性子束レベルの 0.5 デカード以上となれば、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。 	-	-	中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバケーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。 ・ 作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。 	-	-	-
c. 希釈停止操作	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次系補給水ポンプの停止及び当該系統の弁の閉止により、原子炉補給水補給流量積算制御器の動作停止を確認する。 	-	-	-
d. ほう酸濃縮操作	<ul style="list-style-type: none"> ・ ほう酸ポンプ起動及び緊急ほう酸水補給弁を開放し、緊急ほう酸濃縮操作を行い、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示が低下することを確認する。 	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 充てん/高圧注入ポンプ 緊急ほう酸水補給弁	-	ほう酸タンク水位 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
e. 未臨界状態の維持確認	<ul style="list-style-type: none"> ・ 中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示、炉外核計装装置可聴計数率計の計数音間隔が事象発生前に戻っていることを確認する。 ・ ほう酸濃度についてもサンプリングにより事象発生前の停止ほう酸濃度以上に戻っていることを確認する。 	-	-	中間領域中性子束 中性子源領域中性子束

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

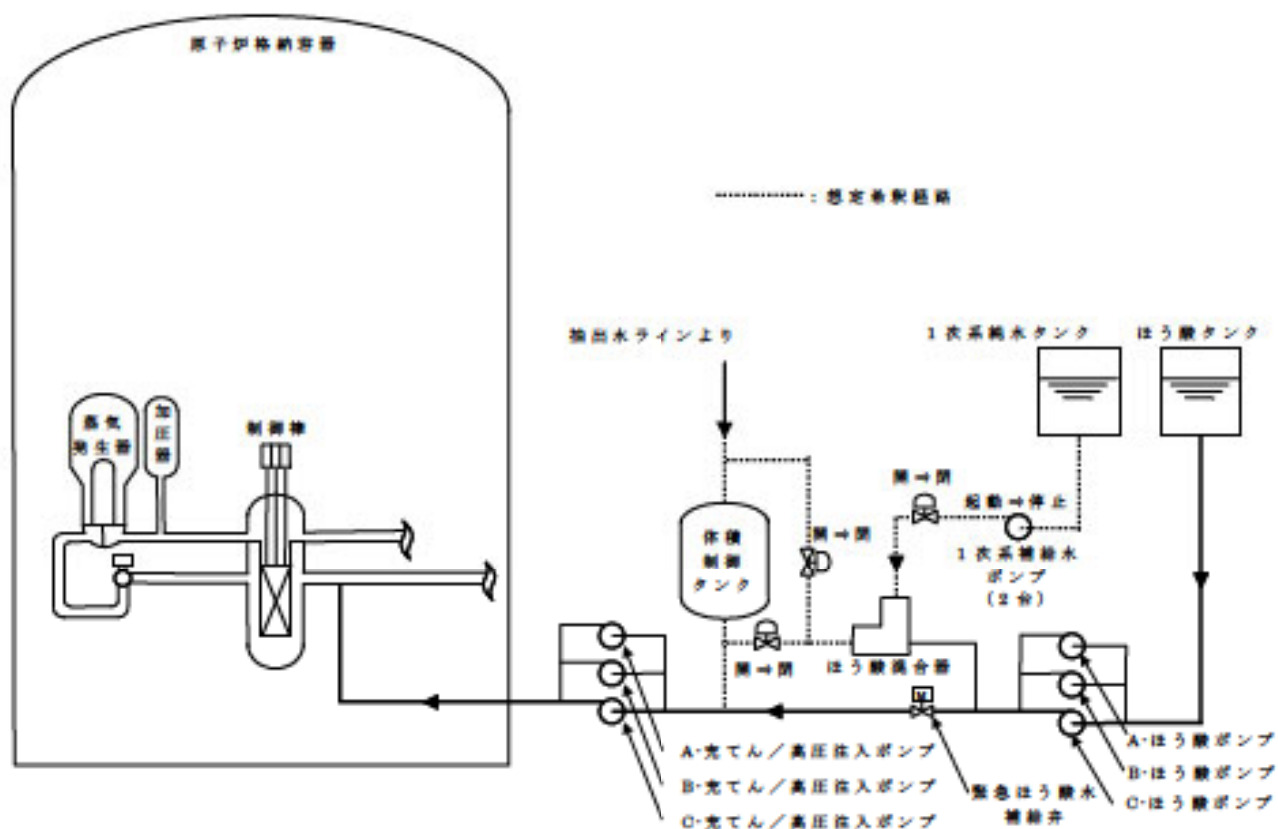
第 7.4.4.2 表 「反応度の誤投入」の主要評価条件（原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故）（1 / 2）

項目	主要評価条件		条件設定の考え方	
初期条件	制御棒	全挿入状態		低温停止状態における制御棒位置として、全挿入状態を設定。
	1次系有効体積	215m ³		1次冷却系の体積は、小さいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加することから、加圧器体積、原子炉容器上部ドーム部、炉心内バイパス等を除いた1次冷却系の有効体積を厳しい値として設定。
	初期ほう素濃度	2,800ppm (燃料取替時のほう素濃度)		原子炉停止中の1次冷却系は、燃料取替用水タンクのほう酸水で満たされており、同タンクのほう素濃度として保安規定にて定められた下限値を厳しい値として設定。
	臨界ほう素濃度	1,850ppm [※]		サイクル初期、低温状態、制御棒全挿入状態における、MOX燃料装荷平衡炉心の臨界ほう素濃度の評価値に、炉心のばらつき等を考慮しても余裕のある値として設定。 臨界ほう素濃度は、高いほど初期ほう素濃度との差が小さくなることから厳しい設定。
事故条件	起回事象	1次冷却系への純水注水	81.8m ³ /h	原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の故障、誤操作等により、1次冷却材中に純水が注水されるとして設定。1次系補給水ポンプ2台運転時の全容量（約78.7m ³ /h）に余裕をもたせた値として設定。 1次系純水注水流量は、大きいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加することから厳しい設定。

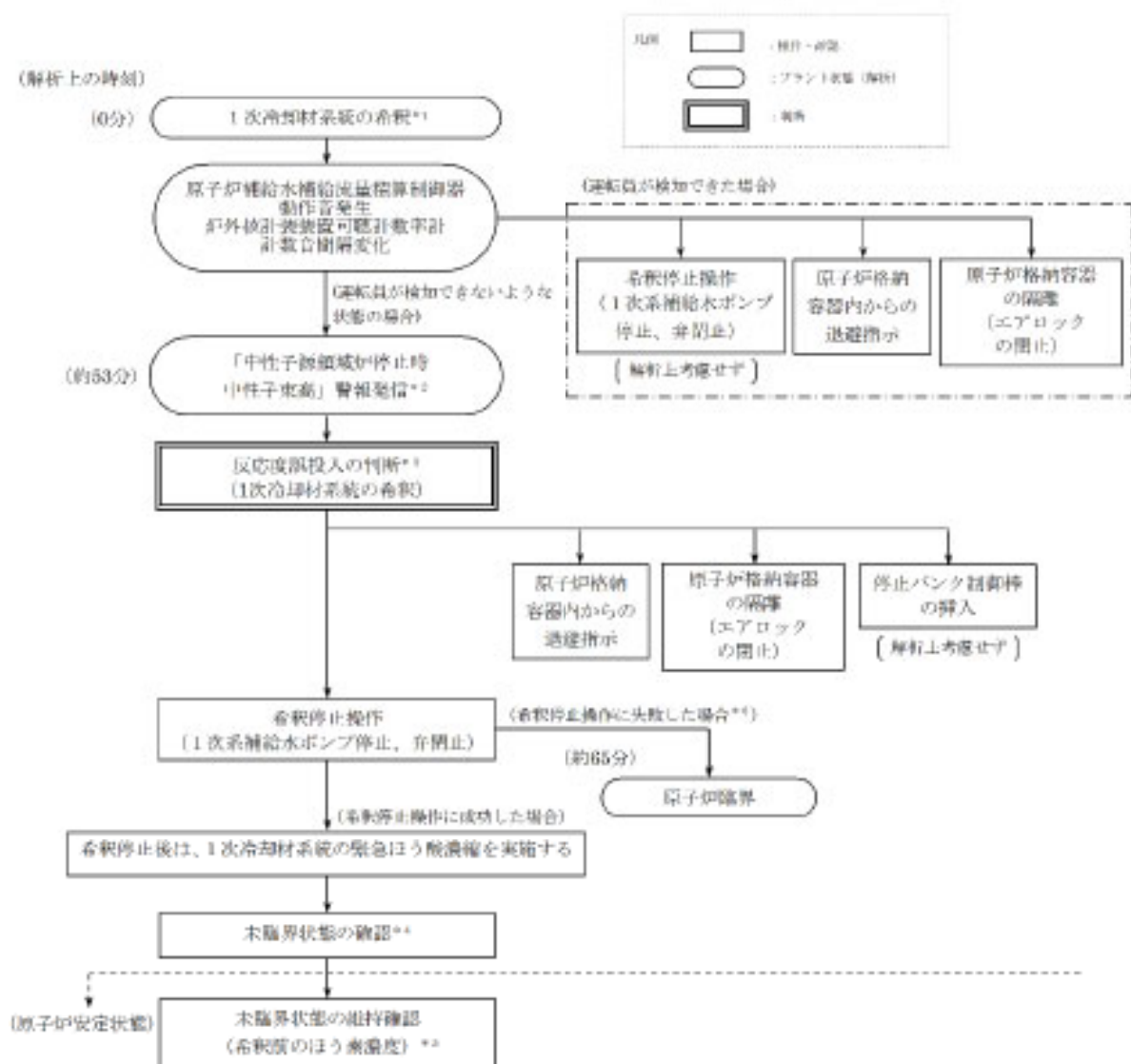
※低温停止、制御棒全挿入状態における平衡炉心のサイクル初期臨界ほう素濃度評価値（約1,350ppm）に、取替炉心による変動分（400ppm）+核的不確定性（100ppm）を考慮した値

第 7.4.4.2 表 「反応度の誤投入」の主要評価条件（原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故）（2 / 2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
事故条件	外部電源	外部電源あり	1次系補給水ポンプにより原子炉へ純水が流入して反応度が投入される事象を想定するため、外部電源はある場合を設定。
重大事故等対策に関する機器条件	「中性子源領域炉停止時中性子束高」	停止時中性子束レベルの0.8デカード上	この警報は原子炉停止時に中性子束レベルが増加した場合の運転員への注意喚起のため、信号の揺れを考慮して、停止時中性子束レベルから0.5デカード（ $10^{0.5}$ =約3.2倍）上で発信するよう設定されている。有効性評価では、警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、計器の誤差も考慮した0.8デカード（ $10^{0.8}$ =約6.3倍）上として設定。
重大事故等対策に関する操作条件	希釈停止操作	「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報発信から10分後 + 希釈停止操作時間（1分）	運転員等操作時間として、事象の検知及び判断に10分、希釈停止操作に1分を想定。



第 7.4.4.1 図 「反応度の誤投入」の重大事故等対策の概略系統図



- ※1 : 1次冷却材系統水位を低下させる場合は、1次冷却材系統へ純水を供給する系統を隔離する運用であり、隔離弁は最終閉するため、1次冷却材系統が希釈される事象は発生しない
このため臨界到達までの時間余裕が大きい原子炉起動時において、ほう酸希釈運転中の化学体積制御系の弁の誤作動等により炉心へ純水が流入する事象を想定する
- ※2 : 「中性子領域が停止時中性子束高」警報の発信により運転員が異常状態を検知し、希釈停止操作に移行する
- ※3 : 反応度誤投入の判断は以下で行う
原子炉補給水補給流量計動作、原子炉補給水補給流量制御器動作、炉外核計装装置可聴計数率計計数値異常、「中性子領域が停止時中性子束高」警報、中性子領域中粒子束レベル上昇、中核領域中粒子束レベル上昇、中核領域起動率が正割を指示、中質領域起動率が正割を指示
- ※4 : 本臨界状態の確認は以下で行う
中性子領域中粒子束レベル低下、中核領域起動率が負割を指示
- ※5 : 中核領域中粒子束及び中核領域起動中の指示、可聴計数率計の可聴音階が事象発生前に戻っていることを確認する。また、ほう酸濃度が希釈前のほう酸濃度以上であることをサンプリングにより確認する
- ※6 : 実際の運転操作としては希釈停止操作を継続するとともに、緊急ほう酸濃縮を実施する

第 7.4.4.2 図 「反応度の誤投入」の対応手順の概要

(「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故」の事象進展)

必要な要員と作業項目			経過時間(分)		経過時間(時間)		備考
作業の運用	要員(名) (作業に必要な要員数) 【 】は他の業務 兼動して他の要員	作業の内容	10	20	30	40	
			▼ プラント状況判断				
	運転員A, B	●原子炉停止操作					
状況判断	運転員A, B	●原子炉制御盤中核子実稼中監視、運転員室 (中央制御盤監視)	10分	30分	10分		
格納炉監視	運転員A	●原子炉格納炉内からの遠隔検査、格納炉 エアロックの閉止指示 (中央制御盤操作)	10分	30分	10分		※1: 警報発生時であっても、監視制御室に は高圧を感知した後も、途中でこの作業を 中断する。
	運転員B	●原子炉格納炉内からの遠隔検査・報告他 ●格納炉エアロック閉止 (現場操作)	10分	30分	5分	10分	
冷却停止操作	運転員A	●冷却停止操作(1次系補給水ポンプ停止、弁閉止) (中央制御盤操作)	1分	30分	1分		
緊急ほうげん運転操作	運転員A	●緊急ほうげん運転操作(ほうげんポンプ起動、弁開放) ●原子炉制御盤中核子実稼中監視 (中央制御盤操作)	5分	30分	5分	5分	※2: 警報発生時であっても、監視制御室に は高圧を感知した後も、途中でこの作業を 中断する。 この間、緊急ほうげん運転操作を継続する。
	サンプリング要員	●サンプリング、ほうげん濃度測定 (現場操作)					

上記要員に加え、本局要員4名にて関係各所に巡回監視を行う。
 なお、各設定時間は操作場所、操作条件(主に異なる現場移動を含む作業時間等を考慮した上で)概算上の設定として設定したものであり、運転員は作業中に従って各操作条件を満たせば順次操作を実施する。
 また、運転員が概算上設定した操作条件時間内に対応できることは訓練等に基づき確認している。(一部の機器については設定時間により異な)

第 7.4.4.3 図 「反応度の誤投入」の作業と所要時間

(原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故)

初期ほう素濃度 C_{BO} からほう素濃度 C に至るまでの時間

$$t = \frac{V}{Q} \ln \frac{C_{BO}}{C}$$

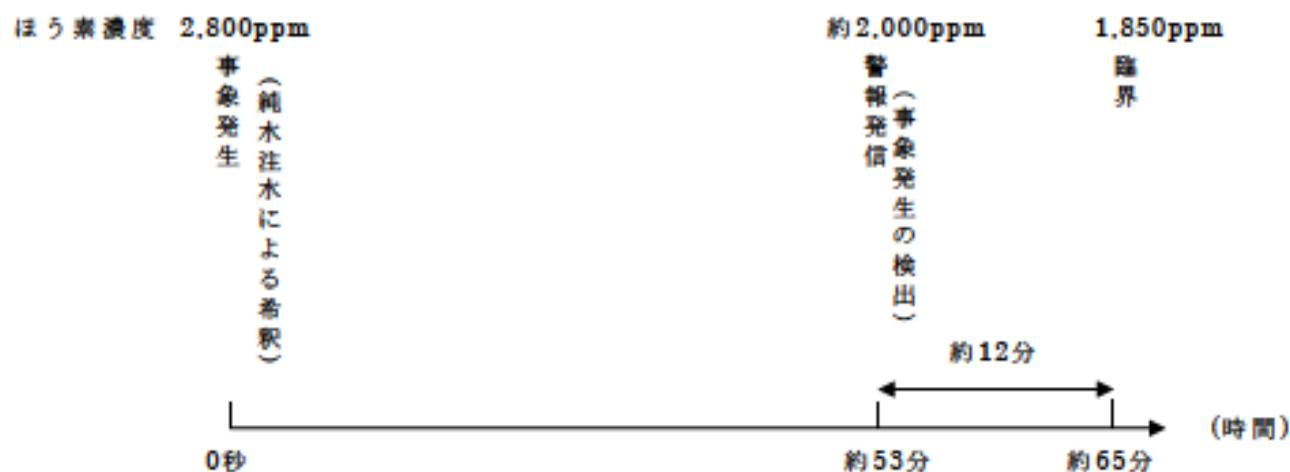
{

t : 希釈に係る時間(h)

V : 1次系有効体積(m^3)

Q : 希釈流量(m^3/h)

原子炉の状態	時間
「中性子源領域炉停止時中性子束高」 警報発信	事象発生の約53分後
臨 界	警報発信の約12分後



第 7.4.4.4 図 反応度の誤投入時の臨界到達時間評価結果

7.5 必要な要員及び資源の評価

7.5.1 必要な要員及び資源の評価条件

(1) 要員の評価条件

- a. 各事故シーケンスにおける要員については、保守的に1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に対応可能であるか評価を行う。
- b. 要員の評価においては、重大事故等対策要員（運転員、本部要員、緊急安全対策要員及び召集要員）により、必要な作業対応が可能であることを評価する。なお、発電所構外から召集されるその他の要員については、実際の運用では、集まり次第作業対応は可能であるが、評価上は見込まないものとする。
- c. 屋外作業に係る要員の評価においては、3号炉及び4号炉の屋外作業実施に必要なアクセスルート復旧作業時間109分を考慮して評価を行う。なお、復旧作業時間109分は、重大事故等対策要員（緊急安全対策要員）の参集時間30分とアクセスルート復旧時間として訓練実績や文献を参考にして算出した時間79分の合計により想定した時間である。

(2) 資源の評価条件

a. 全 般

- (a) 重大事故等対策の有効性評価において、駆動源の喪失により通常系統からの注水及び給電が不可能となる事象についての水源、燃料及び電源に関する評価を実施する。また、前提として、有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析条件又は評価条件）を考慮する。
- (b) 水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。

b. 水 源

- (a) 炉心への注水においては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた

注水を実施する場合の水源となる燃料取替用水タンク（1,600m³：有効水量）の枯渇時間を算出し、枯渇するまでに格納容器再循環サンプを水源とした再循環運転が可能であることを評価する。

(b) 蒸気発生器への注水においては、復水タンク（646m³：有効水量）の枯渇時間を算出し、枯渇するまでに送水車を用いた海水補給が可能であること又は余熱除去システムによる冷却が可能であることを評価する。

(c) 原子炉格納容器への注水においては、恒設代替低圧注水ポンプを用いた注水を実施する場合の水源となる燃料取替用水タンク（1,600m³：有効水量）の枯渇時間を算出し、枯渇するまでに水源を復水タンクに切り替え、送水車による復水タンクへの海水補給が可能であることを評価する。

(d) 使用済燃料ピットへの注水については海を水源とする。

(e) 水源の評価については、事象進展が早い重要事故シーケンス等が水源（必要水量）としても厳しい評価となる事から、重要事故シーケンス等の評価し成立性を確認する事で、事故シーケンスグループも包絡されることを確認する。

c. 燃 料

(a) 空冷式非常用発電装置、大容量ポンプ、電源車（緊急時対策所用）及び送水車の燃料（重油）が備蓄量にて7日間運転継続が可能であることを評価する。

(b) 各事故シーケンスの事故条件で、事象進展上厳しく評価する場合又は資源の確保の観点から厳しく評価するために外部電源なしとした場合は、ディーゼル発電機からの給電による燃料消費量の算出を行う。また、外部電源がある場合においても、仮に外部電源が喪失しディーゼル発電機から給電したことを想定し、燃料消費量の確認を行う。この場合、燃料（重油）の備蓄量として、燃料油貯油そう（116.5kℓ（1基当たり）、4基）の合計油量(466kℓ)を考慮する。

- (c) 各事故シーケンスの事故条件で全交流動力電源喪失とした場合の燃料（重油）の備蓄量としては、燃料油貯油そうの合計油量のうち、使用可能量（106.5kℓ（1基当たり）、4基）の合計（426kℓ）を考慮する。
- (d) 電源車（緊急時対策所用）への燃料供給については、各事故シーケンスにおける外部電源の有無に関わらず資源の評価上厳しくなるように考慮する。
- (e) 燃料消費量（重油）の計算においては、ディーゼル発電機等の負荷に応じた燃料消費量を想定し算出する。また、燃料消費開始時間は作業手順上、起動可能な時間とする。
- (f) 全交流動力電源喪失を仮定している事故シーケンスについては、送水車を用いた使用済燃料ピットへの海水注水に必要な燃料（重油）を考慮する。
- (g) 各事故シーケンスにおける対策に必要な補機類は、重要事故シーケンス等の対策補機類に包絡される。ただし、各シーケンスにおいて補機類の起動時間は異なる事から、燃料消費量の包絡性を評価するため、重要事故シーケンス等による評価に加え、事象発生直後から補機類が起動することを想定して燃料の消費量を算定し、発電所構内の備蓄量にて7日間の対応が可能であることの確認も行う。

d. 電 源

- (a) 各事故シーケンスの事故条件で全交流動力電源喪失とした場合又は全交流動力電源喪失以外でも重大事故等対策として恒設代替低圧注水ポンプを用いる場合において、必要となる補機類に電源供給を行い最大となる負荷が空冷式非常用発電装置の給電容量2,920kW（3,650kVA）未満となることを評価する。
- (b) 各事故シーケンスの事故条件で、事象進展上厳しく評価する場合又は、資源の確保の観点から厳しく評価するために外部電源なしとした場合は、ディーゼル発電機から給電とする。
- (c) 各事故シーケンスの事故条件で、外部電源がある場合におい

ても、仮に外部電源が喪失しディーゼル発電機から給電したことを想定した確認を行う。

- (d) 各事故シーケンスにおける対策に必要な補機類は、重要事故シーケンス等の対策補機類に包絡されるため、重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認する事で、事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

(1) 必要な要員の評価結果

各事故シーケンスにおいて、1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な作業の項目、要員数、移動時間を含めた各作業にかかる所要時間について確認した。

初動対応において必要な要員数が最も多い事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」、「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.1.2 格納容器過温破損」、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「7.2.4 水素燃焼」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」であり、使用済燃料ピットへの注水対応をあわせて実施しても、1号炉及び2号炉は42名（1号炉及び2号炉のうち、1つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合34名、1号炉及び2号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合26名）、3号炉及び4号炉は42名（3号炉及び4号炉のうち、1つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合34名、3号炉及び4号炉の原子炉容器に燃料が装荷されていない場合26名）であり、合計83名（1号炉、2号炉、3号炉及び4号炉のうち、1つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合75名、2つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合67名、3つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合59名又はすべての原子炉容器に燃料が装荷されていない場合51名。全体指揮者1名は共通。）で対処可能である。また、召集要員のうち緊急安全対策要員に期待

する事象発生 6 時間以降に必要な要員は 8 名であり、合計 91 名（1 号炉、2 号炉、3 号炉及び 4 号炉のうち、1 つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合 83 名、2 つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合 75 名、3 つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合 67 名又はすべての原子炉容器に燃料が装荷されていない場合 59 名）で対処可能である。

これらの要員数に消火活動要員 14 名（消火活動要員 7 名及び消火活動要員を兼ねる緊急安全対策要員 7 名）、ガレキ除去要員 8 名、中央制御室チェンジングエリア対応要員 2 名及び召集要員のうち本部要員 20 名を加えた重大事故等対策要員 128 名（1 号炉、2 号炉、3 号炉及び 4 号炉のうち、1 つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合 120 名、2 つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合 112 名、3 つの原子炉容器に燃料が装荷されていない場合 104 名又はすべての原子炉容器に燃料が装荷されていない場合 96 名）を時間外、休日（夜間）においても確保する。

7.5.3 重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果

重大事故等発生後 7 日間は外部からの支援がない場合においても、必要量以上の水源、燃料及び電源の供給が可能である。

(1) 水源の評価結果

a. 炉心注水

炉心注水における水源評価上、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」及び「7.4.2 全交流動力電源喪失」である。

恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水については、燃料取替用水タンクを水源とし、1,600m³の使用が可能であることから、事象発生の約 54.8 時間後までの注水継続が可能である。以降は、格納容器再循環サンプを水源に切り替えた低圧代替再循環運転又は代替再循環運転の継続により、7 日間の代替炉心注水の継続が可能である。

b. 蒸気発生器注水

蒸気発生器注水における水源評価上、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」である。

復水タンク（646m³：有効水量）を水源とするタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については、復水タンク枯渇までの約11.7時間の注水継続が可能である。なお、7.5時間以降は、復水タンクに送水車（約210m³/h（1台あたり））による補給を行うことにより、7日間の注水継続が可能である。

c. 原子炉格納容器注水

原子炉格納容器注水における水源評価上、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」である。

恒設代替低圧注水ポンプによる原子炉格納容器への注水については、燃料取替用水タンクを水源とし、1,600m³の使用が可能であるため、事象発生の約12.2時間後までの注水が可能である。また、事象発生の約12.2時間後から24時間後までは、海を水源とする送水車により、格納容器内自然対流冷却移行までの間の注水継続が可能である。

以降は、格納容器内自然対流冷却の継続で原子炉格納容器の冷却継続が可能である。

(2) 燃料の評価結果

燃料の評価においては、重要事故シーケンス等による評価に加え、事象発生直後から補機類が起動することを想定して、燃料の消費量を算定し、発電所構内の備蓄量にて7日間の対応が可能であることを以下のとおり確認した。

最も消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.3.1 想定事故1」と「7.3.2 想定事故2」である。

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間

ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 450.9kℓ の重油が必要となる。

電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 8.3kℓ の重油が必要となる。

送水車による使用済燃料ピットへの注水については、事象発生の 6.8 時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 6.4kℓ の重油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 465.7kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そうの合計油量(466kℓ)にて供給可能である。

また、各事故シーケンスの事故条件で全交流動力電源喪失とした場合に重油に関して最も消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」、「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.1.2 格納容器過温破損」、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」であり、7日間の運転継続に必要な重油は、約 195.6kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そうの合計油量のうち、使用可能量(426kℓ)にて供給可能である。

さらに、各事故シーケンスを包絡するように、事象発生直後から補機類が起動することを想定し、保守的に評価した。

各事故シーケンスの事故条件で全交流動力電源喪失を想定していない場合に重油に関して最も消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.8 格納容器バイパス」のうち、「インターフェイスシステム L O C A」、「7.3.1 想定事故 1」及び「7.3.2 想定事故 2」であり、燃料消費量は、約 466.0kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そうの合計油量(466kℓ)にて供給可能である。

また、各事故シーケンスの事故条件で全交流動力電源喪失とした場合に重油に関して最も消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」、「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.1.2 格納容器過温破損」、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」、「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」及び「7.4.2 全交流動力電源喪失（停止時）」であり、燃料消費量は、約 200.5kℓ となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そうの合計油量のうち、使用可能量(426kℓ)にて供給可能である。

(3) 電源の評価結果

電源評価上、最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」である。

空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約1,200kW必要となるが、給電容量である2,920kW（3,650kVA）未滿となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

追 補

(添付書類十)

目 次

追補 1 . 「5 . 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」の追補

重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力

追補 2 . 「6 . 重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」の追補

I 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

II 原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

III 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて

追補 「5.2.2 特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備」の追補

I 特定重大事故等対処施設の手順等について

II 想定する起因事象と特定重大事故等対処施設の効果の評価

追 補 1

「5. 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」の追補

添付書類十「5. 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力」の記述に次のとおり追補する。

(3号炉及び4号炉)

重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために
必要な技術的能力

本資料のうち、枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

重大事故の発生及び拡大の防止に
必要な措置を実施するために必要な技術的能力

目 次

1.	重大事故等対策における事項	1.0
1.1	緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための 手順等	1.1-1
1.2	原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を 冷却するための手順等	1.2-1
1.3	原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等	1.3-1
1.4	原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を 冷却するための手順等	1.4-1
1.5	最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等	1.5-1
1.6	原子炉格納容器内の冷却等のための手順等	1.6-1
1.7	原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等	1.7-1
1.8	原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等	1.8-1
1.9	水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための 手順等	1.9-1
1.10	水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための 手順等	1.10-1
1.11	使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等	1.11-1
1.12	工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等	1.12-1
1.13	重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等	1.13-1
1.14	電源の確保に関する手順等	1.14-1
1.15	事故時の計装に関する手順等	1.15-1
1.16	原子炉制御室の居住性等に関する手順等	1.16-1
1.17	監視測定等に関する手順等	1.17-1
1.18	緊急時対策所の居住性等に関する手順等	1.18-1
1.19	通信連絡に関する手順等	1.19-1

1. 重大事故等対策における事項

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

< 目 次 >

1.1.1 対応手段と設備の選定

- (1) 対応手段と設備の選定の考え方
- (2) 対応手段と設備の選定の結果
 - a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備
 - b. 手順等

1.1.2 重大事故等時の手順等

1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

- (1) 手動による原子炉緊急停止
- (2) 原子炉出力抑制（自動）
- (3) 原子炉出力抑制（手動）
- (4) ほう酸水注入
- (5) その他の手順項目にて考慮する手順
- (6) 優先順位

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

<要求事項>

発電用原子炉設置者において、運転時の異常な過渡変化時において発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するとともに、発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

- 1 「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」とは、発電用原子炉を緊急停止していなければならない状況にもかかわらず、原子炉出力又は原子炉圧力等のパラメータの変化から緊急停止していないことが推定される場合のことをいう。
- 2 「発電用原子炉を未臨界に移行するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 沸騰水型原子炉（BWR）及び加圧水型原子炉（PWR）共通

- a) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、手動による原子炉の緊急停止操作を実施すること。

(2) BWR

- a) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を制御するため、原子炉冷却材再循環ポンプが自動停止しない場合は、手動で停止操作を実施すること。

- b) 十分な反応度制御能力を有するほう酸水注入設備（SLCS）を起動する判断基準を明確に定めること。
- c) 発電用原子炉を緊急停止することができない事象の発生時に不安定な出力振動が検知された場合には、ほう酸水注入設備（SLCS）を作動させること。

(3) PWR

- a) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、原子炉出力を抑制するため、補助給水系ポンプが自動起動しない場合又はタービンが自動停止しない場合は、手動操作により実施すること。
- b) 上記 1 の「発電用原子炉の運転を緊急に停止することができない事象のおそれがある場合」に、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備による十分な量のほう酸水注入を実施すること。

運転時の異常な過渡変化時において原子炉を停止させるための設計基準事故対処設備は、原子炉核計装、安全保護系のプロセス計装等である。

これらの設備が機能喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の健全性を維持するとともに、原子炉を未臨界に移行する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.1.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

運転時の異常な過渡変化により原子炉トリップが必要な状況における設計基準事故対処設備として、原子炉保護系ロジック盤、安全保護系プロセス計装、原子炉核計装、制御棒クラスタ及び原子炉トリップしゃ断器を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.1.1図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備^{※1}を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十四条及び技術基準規則第五十九条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、運転時の異常な過渡変化時にフロントライン系機能喪失として、原子炉保護系ロジック盤、安全保護系プロセス計装、原子炉核計装、制御棒クラスタ及び原子炉トリッ

ブしゃ断器の機能喪失を想定する。

電源喪失（サポート系機能喪失）は、制御棒駆動装置の電源が喪失することにより制御棒が挿入されることから想定しない。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対策手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順等についての関係を第1.1.1表に示す。

a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

運転時の異常な過渡変化時において原子炉の運転を緊急に停止することができない事象（以下「A T W S」という。）が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、手動による原子炉緊急停止を行う手段がある。

手動による原子炉緊急停止に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）
- ・ MGセット電源（常用母線 440V しゃ断器スイッチ）（中央盤手動操作）
- ・ 制御棒操作レバー（中央盤手動操作）
- ・ MGセット電源（MGセット出力しゃ断器スイッチ）（現場手動操作）
- ・ 原子炉トリップしゃ断器スイッチ（現場手動操作）

A T W S が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合に、A T W S 緩和設備の自動作動により原子炉出力を抑

制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手段がある。

原子炉出力抑制（自動）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ A T W S 緩和設備
- ・ 主蒸気隔離弁
- ・ 電動補助給水ポンプ
- ・ タービン動補助給水ポンプ
- ・ 復水タンク
- ・ 蒸気発生器
- ・ 主蒸気逃がし弁
- ・ 主蒸気安全弁
- ・ 加圧器逃がし弁
- ・ 加圧器安全弁
- ・ ほう酸タンク
- ・ ほう酸ポンプ
- ・ 緊急ほう酸水補給弁
- ・ 充てん／高圧注入ポンプ

手動による原子炉緊急停止ができない場合かつ A T W S 緩和設備が自動作動しない場合は、中央制御室からの手動操作により、タービン手動トリップ及び補助給水ポンプの手動起動を実施することで原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手段がある。

原子炉出力抑制（手動）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ タービントリップスイッチ（中央盤手動操作）
- ・ 主蒸気隔離弁（中央盤手動操作）
- ・ 電動補助給水ポンプ（中央盤手動操作）
- ・ タービン動補助給水ポンプ（中央盤手動操作）

- ・ 復水タンク
- ・ 蒸気発生器
- ・ 主蒸気逃がし弁
- ・ 主蒸気安全弁
- ・ 加圧器逃がし弁
- ・ 加圧器安全弁
- ・ ほう酸タンク
- ・ ほう酸ポンプ
- ・ 緊急ほう酸水補給弁
- ・ 充てん／高圧注入ポンプ

A T W S が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合に、原子炉の出力抑制を図った後、原子炉を未臨界状態とするために、化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う手段がある。

ほう酸水注入に使用する設備は以下のとおり。

- ・ ほう酸タンク
- ・ ほう酸ポンプ
- ・ 緊急ほう酸水補給弁
- ・ 充てん／高圧注入ポンプ
- ・ 燃料取替用水タンク
- ・ ほう酸注入タンク

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、手動による原子炉緊急停止に使用する設備のうち、原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）は重大事故等対処設備と位置づける。

原子炉出力抑制（自動）に使用する設備のうち、A T W S 緩

和設備、主蒸気隔離弁、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク、蒸気発生器、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁は重大事故等対処設備と位置づける。

原子炉出力抑制（手動）に使用する設備のうち、主蒸気隔離弁（中央盤手動操作）、電動補助給水ポンプ（中央盤手動操作）、タービン動補助給水ポンプ（中央盤手動操作）、復水タンク、蒸気発生器、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁はいずれも重大事故等対処設備と位置づける。

ほう酸水注入に使用する設備のうち、ほう酸タンク、ほう酸ポンプ、緊急ほう酸水補給弁、充てん／高圧注入ポンプ、燃料取替用水タンク及びほう酸注入タンクはいずれも重大事故等対処設備と位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、原子炉を緊急に停止できない場合においても、原子炉出力を抑制し原子炉を未臨界に移行させることができる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ MGセット電源（常用母線 440V しゃ断器スイッチ）（中央盤手動操作）、MGセット電源（MGセット出力しゃ断器スイッチ）（現場手動操作）、原子炉トリップしゃ断器スイッチ（現場手動操作）

耐震性がないものの、サポート系である電源を遮断することにより制御棒を全挿入できることから、原子炉を緊急停止する代替手段として有効である。

- ・ 制御棒操作レバー（中央盤手動操作）

制御棒全挿入完了までは時間を要するものの、上記の電源遮断操作完了までの間又は実施できない場合に原子炉を停止する手段として有効である。

- ・ タービントリップスイッチ（中央盤手動操作）

耐震性がないものの、機能が健全であれば中央制御室にて速やかな操作が可能であるため、原子炉出力を抑制する代替手段として有効である。

b. 手順等

上記の a.により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第 1.1.2 表、第 1.1.3 表）。

これらの手順は、発電所対策本部長^{※2}、当直課長、運転員等^{※3}及び緊急安全対策要員^{※4}の対応として原子炉出力を手動で抑制する手順等に定める（第 1.1.1 表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.1.2 重大事故等時の手順等

1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

(1) 手動による原子炉緊急停止

A T W S が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、中央制御室から手動にて原子炉を緊急停止する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

原子炉トリップ設定値に到達し、原子炉トリップしゃ断器の状

態や制御棒炉底位置表示灯等による原子炉自動トリップ失敗を確認した場合に、原子炉出力が 5%以上又は中間領域起動率が正となった場合。

b. 操作手順

原子炉手動トリップ操作の手順の概要は以下のとおり。各手順の成功は、制御棒炉底位置表示灯点灯及び原子炉出力の低下により確認する。タイムチャートを第 1.1.3 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に原子炉手動トリップ操作を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室での原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）操作により、原子炉トリップを行う。
- ③ 運転員等は、②の操作に失敗した場合、中央制御室での常用母線 440V しゃ断器 2 台の開操作により、MGセット 2 台の電源を遮断する。
- ④ 運転員等は、③の操作に失敗した場合、中央制御室での制御棒手動操作により、制御棒を原子炉へ挿入する。
- ⑤ 運転員等は、④の操作と並行して、現場でMGセット制御盤の発電機出力しゃ断器 2 台の開操作を行う。
- ⑥ 運転員等は、⑤の操作に失敗した場合、現場で原子炉トリップしゃ断器 2 台の開操作を行う。

c. 操作の成立性

上記の中央制御室対応は1ユニット当たり運転員等2名、現場は1ユニット当たり運転員等1名で行う。②及び③の中央制御室操作の所要時間は約3分と想定し、⑤及び⑥の現場でのしゃ断器開操作を含めた所要時間は約17分と想定する。円滑に操作ができるように移動経路を確保し、可搬型照明及び通信設備等を整備する。作

業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(2) 原子炉出力抑制（自動）

A T W S が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、重大事故等対処設備である A T W S 緩和設備の作動により原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

原子炉トリップ設定値に到達したにもかかわらず、原子炉トリップしゃ断器等の機能喪失による原子炉自動トリップに失敗したことを検知した場合に作動する「安全保護アナログ盤作動」警報が発信した場合。

b. 操作手順

A T W S 緩和設備の作動の確認手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.1.2 図に、タイムチャートを第 1.1.3 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に A T W S 緩和設備の作動状況の確認を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室での監視によりタービントリップの作動、主蒸気隔離弁の閉止を確認するとともに、すべての補助給水ポンプが自動起動し補助給水流量が確立していることを確認する。
- ③ 運転員等は、中央制御室での監視により 1 次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに、減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。
- ④ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁及び加圧器安全

弁の作動により 1 次冷却材圧力が所定の圧力以上に上昇していないことを確認するとともに、格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであることを確認する。

また、補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の作動により 1 次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことを確認する。

- ⑤ 運転員等は、緊急ほう酸濃縮操作を実施する。緊急ほう酸濃縮操作は後述の(4)に示すほう酸水注入の手順と同様。

c. 操作の成立性

上記の中央制御室対応は、1 ユニット当たり運転員等 1 名で実施する。「安全保護アナログ盤作動」警報の発信により原子炉トリップ失敗を踏まえて、A T W S 緩和設備の作動を予測し速やかに A T W S 緩和設備の作動を確認する。

有効性評価の結果、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の作動により加圧器逃がしタンクから格納容器内に漏えいした 1 次冷却材による格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。

A T W S 緩和設備が作動しない場合の処置については、後述の(3)原子炉出力抑制（手動）の手順の処置による。

(3) 原子炉出力抑制（手動）

A T W S 緩和設備の自動信号が発信するものの、原子炉を未臨界に移行するために必要な機器等が自動作動しなかった場合、中央制御室から手動によりタービントリップ、主蒸気隔離弁の閉操作及び補助給水ポンプの起動を行うことで原子炉出力を抑制するとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び格納容器の健全性を維持する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

A T W S 緩和設備が自動作動しない場合で、かつ中央制御室から原子炉トリップスイッチ（中央盤手動操作）による原子炉緊急停止ができない場合。

b. 操作手順

タービン手動トリップ及び補助給水流量確保の手順は以下のとおり。概略系統を第 1.1.2 図に、タイムチャートを第 1.1.3 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にタービン手動トリップ、主蒸気隔離弁の閉止及び補助給水流量確保を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室でタービン手動トリップ操作を行い、タービン主要弁（MSV、GV、ICV、RSV）の閉によりタービントリップを確認する。
- ③ 運転員等は、② によるタービントリップに失敗した場合は、中央制御室より主蒸気隔離弁を手動にて閉操作するとともに主蒸気隔離弁バイパス弁の閉を確認する。
- ④ 運転員等は、中央制御室で電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプを手動起動し、補助給水流量が確立したことを確認する。その後、蒸気発生器水位を無負荷時水位に維持する。
- ⑤ 運転員等は、中央制御室での監視により、1次冷却材温度が上昇していることを確認するとともに減速材温度係数の負の反応度帰還効果により、原子炉出力が低下していることを確認する。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室にて加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の作動により1次冷却材圧力が所定の圧力以上に上

昇していないことを確認するとともに、格納容器圧力及び温度の上昇がないこと、又は格納容器圧力及び温度の上昇がわずかであることを確認する。

また、補助給水ポンプ、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の作動により 1 次冷却材温度が所定の温度以上に上昇していないことを確認する。

- ⑦ 運転員等は、緊急ほう酸濃縮操作を実施する。緊急ほう酸濃縮操作は後述の(4)に示すほう酸水注入の手順と同様。

c. 操作の成立性

上記の中央制御室対応は、1 ユニット当たり運転員等 2 名にて作業を実施し、所要時間は約 3 分と想定する。

(4) ほう酸水注入

A T W S が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合、原子炉の出力抑制を図った後、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水の注入を行い負の反応度を添加するとともに、希釈による反応度添加の可能性を除去するためにほう酸希釈ラインを隔離する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

手動による原子炉緊急停止の失敗を原子炉トリップしゃ断器の状態や制御棒炉底位置表示灯等により確認し、原子炉出力が 5%以上又は中間領域起動率が正であり、ほう酸タンク等の水位が確保されている場合。

b. 操作手順

ほう酸水注入の操作手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.1.4 図～第 1.1.6 図に、タイムチャートを第 1.1.3 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等にほう酸タンクを用いた緊急ほう酸濃縮操作の準備と系統構成を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で充てん／高圧注入ポンプの起動を確認し、緊急ほう酸濃縮のための系統構成を実施する。
- ③ 運転員等は、中央制御室でほう酸ポンプを起動し、緊急ほう酸水補給弁を開操作し、緊急ほう酸水補給流量計により原子炉へほう酸水注入が行われていることを確認する。その後、出力領域中性子束計により原子炉出力が低下すること及び中間領域起動率計により未臨界状態へ移行していることを確認する。
- ④ ほう酸ポンプの故障等により緊急ほう酸濃縮ラインが使用できない場合は、代替手段として、充てん／高圧注入ポンプの入口ラインを体積制御タンクから燃料取替用水タンクに切り替え、ほう酸注入タンク出入口弁の開操作により安全注入ラインでの緊急ほう酸濃縮を開始し、燃料取替用水タンクよりほう酸注入タンクを経由してほう酸水を原子炉へ注入する。
安全注入ラインが使用できない場合は、充てんラインより充てん／高圧注入ポンプを使用して燃料取替用水タンクのほう酸水を原子炉へ注入する。
- ⑤ 運転員等は、中央制御室でほう酸希釈ラインを隔離する。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室でほう酸タンク等の水位より、ほう酸水注入量及び1次冷却材のほう素濃度を計算し、燃料取替ほう素濃度になるまでほう酸水注入を継続する。なお、緊急ほう酸濃縮を行っている間に制御棒の全挿入に成功

した場合は、プラントの状態に応じて高温停止又は低温停止のほう素濃度を目標にほう酸水注入を継続する。

- ⑦ 運転員等は、サンプリングの結果により、1次冷却材のほう素濃度が⑥で目標としたほう素濃度より高い値になっていることを確認する。

c. 操作の成立性

上記の中央制御室対応は、1ユニット当たり運転員等1名で実施し、ほう酸水注入開始までの所要時間は約5分と想定する。(所要時間は作業の開始が必ずしも事象発生後の操作でないことから事象判別の10分は含まない。以降の条文も同様とする。)交流電源喪失によりサンプリングができない場合は、電源復旧後にサンプリングを実施し、結果を確認する。

原子炉の出力抑制後は、1次冷却材のほう素濃度を確認し、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレイ弁により1次冷却材系統の降温、降圧を行い、1次冷却材圧力2.7MPa〔gage〕以下及び1次冷却材温度177℃以下となれば、余熱除去系に切り替え、炉心冷却を継続的に行う。

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(6) 優先順位

A T W S が発生するおそれがある場合又は当該事象が発生した場合（A T W S 緩和設備の作動状況確認を含む）は、中央制御室から速やかな操作が可能である原子炉トリップスイッチ（中央盤手動

操作) (制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む) により手動にて原子炉の緊急停止操作を行う。蒸気発生器水位異常低信号による A T W S 緩和設備が作動した場合においても、中央制御室から原子炉トリップスイッチ(中央盤手動操作) (制御棒駆動装置電源遮断及び制御棒手動挿入操作を含む) により手動にて原子炉の緊急停止を行い、その後、A T W S 緩和設備の作動状況の確認を行う。

中央制御室から原子炉トリップスイッチ(中央盤手動操作) による原子炉緊急停止ができない場合で、かつ A T W S 緩和設備が作動しない場合は、手動による原子炉出力抑制を行う。

原子炉トリップに失敗し、原子炉の出力抑制を図った後は、原子炉を未臨界状態とするために化学体積制御設備又は非常用炉心冷却設備によりほう酸水注入を行う。

ただし、原子炉の出力抑制を図った後でも、原子炉トリップに成功した場合は、早急なほう酸水注入は必要ない。

以上の対応手順のフローチャートを第 1.1.7 図に示す。

第 1.1.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順 (1/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設備分類※3	整備する手順書	手順の分類
フロントライン設備機能喪失時	原子炉保護系ロジック盤 又は 安全保護系プロセス計装 又は 原子炉核計装	手動による原子炉緊急停止	原子炉トリップスイッチ (中央盤手動操作)	a	手動により原子炉を緊急停止する手順	
			MGセット電源※1 (常用母線 440V シェア断器 スイッチ) (中央盤手動操作) 制御棒操作レバー (中央盤手動操作) ※1 MGセット電源※1 (MGセット出力シェア断器 スイッチ) (現場手動操作) 原子炉トリップシェア断器スイッチ (現場手動操作)			
	制御棒クラス 又は 原子炉トリップシェア断器 又は 原子炉保護系ロジック盤 又は 安全保護系プロセス計装 又は 原子炉核計装	原子炉出力抑制 (自動)	ATWS緩和設備※1 (蒸気発生器水位異常低による ・タービントリップ ・主蒸気隔離 ・電動補助給水ポンプ ・タービン駆補助給水ポンプ) 主蒸気隔離弁 電動補助給水ポンプ※2 タービン駆補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 緊急ほう除濃槽 (中央盤手動操作) (③)	a,b	ATWS緩和設備の作動を確認する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書

※1 : 原子炉トリップシェア断器機能喪失時にも有効に機能する。

※2 : ディーゼル発電機等により給電する。

※3 : 重大事故対策において用いる設備の分類

a : 当該条文中に適合する重大事故等対応設備 b : 37 条に適合する重大事故等対応設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対応設備

第 1.1.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順 (2/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設備分類※2	整備する手順書	手順の分類	
フロントライン系機能喪失時	制御棒クラスク 又は 原子炉トリップレバ断器 又は 原子炉保護系ロジック盤 又は 安全保護系プロセス計装 又は 原子炉核計装	原子炉出力抑制(手動)	タービントリップスイッチ (中央盤手動操作)	全機性 設置設備	a	原子炉出力を手動で抑制する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			主蒸気隔離弁(中央盤手動操作) 電動補助給水ポンプ (中央盤手動操作)※1 タービン補助給水ポンプ (中央盤手動操作) 復水タンク 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁 加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 緊急ほう酸濃縮 (中央盤手動操作) (a)	重大事故等 対応設備			
		ほう酸タンク ほう酸ポンプ※1 緊急ほう酸水補給弁※1 充てん/高圧注入 ポンプ※1 燃料取替用水タンク ほう酸注入タンク	② (緊急ほう酸濃縮)	a,b	緊急ほう酸濃縮により原子炉出力を抑制する手順		

※1 : ディーゼル発電機等により給電する。

※2 : 重大事故対策において用いる設備の分類

a : 当該条文中に適合する重大事故等対応設備 b : 37条に適合する重大事故等対応設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対応設備

第 1.1.2 表 重大事故等対処に係る監視計器

1.1 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等

監視計器一覧 (1 / 6)

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(1) 手動による原子炉緊急停止	判断基準	未臨界の維持又は 監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
	操作	未臨界の維持又は 監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
電源	・3-3 (4) C1、D母線電圧計		

監視計器一覧（2 / 6）

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(2) 原子炉出力抑制（自動）	判断基準	未臨界の維持又は 監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
		信号	・安全保護アナログ盤作動警報

監視計器一覧 (3/6)

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(2) 原子炉出力抑制 (自動)	操作	未臨界の維持又は監視	・非常しゃ断油圧計
		・弁表示灯 (EH)	
		・出力領域中性子束計	
		・中間領域中性子束計	
		・中性子源領域中性子束計	
		・中間領域起動率計	
		・中性子源領域起動率計	
		原子炉圧力容器内の温度	・1次冷却材高温側温度計 (広域)
		・1次冷却材低温側温度計 (広域)	
		原子炉格納容器内の温度	・格納容器内温度計
		原子炉格納容器内の圧力	・格納容器広域圧力計
		・格納容器広域圧力計 (AM用)	
		原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計
		補機監視機能	・加圧器逃がし弁表示灯
		・加圧器安全弁表示灯	
・主蒸気安全弁表示灯			
・主蒸気逃がし弁表示灯			
最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器蒸気圧力計		
・蒸気発生器狭域水位計			
・蒸気発生器補助給水流量計			

監視計器一覧 (4 / 6)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(3) 原子炉出力抑制 (手動)	判断基準	未臨界の維持又は監視	
		・原子炉トリップしゃ断器表示灯	
		・制御棒炉底位置表示灯	
		・非常しゃ断油圧計	
		・弁表示灯 (EH)	
		・出力領域中性子束計	
		・中間領域中性子束計	
		・中性子源領域中性子束計	
		・中間領域起動率計	
		・中性子源領域起動率計	
		信号	・安全保護アナログ盤作動警報
		最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器蒸気圧力計
		・蒸気発生器狭域水位計	
・蒸気発生器補助給水流量計			

監視計器一覧 (5/6)

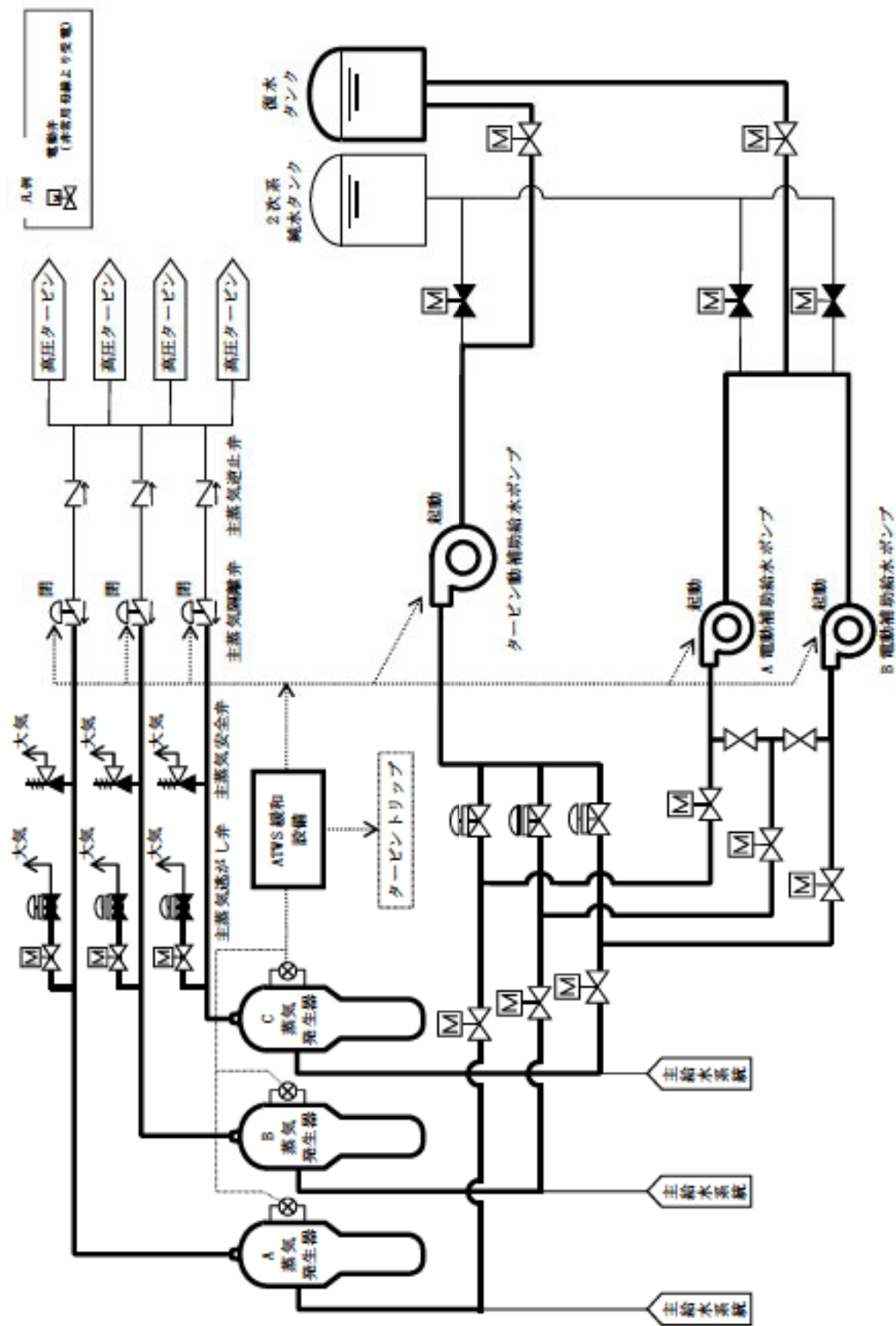
対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器
1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等		
(3) 原子炉出力抑制 (手動)	未臨界の維持又は 監視	・非常しゃ断油圧計
		・弁表示灯 (EH)
		・出力領域中性子束計
		・中間領域中性子束計
		・中性子源領域中性子束計
		・中間領域起動率計 ・中性子源領域起動率計
	原子炉格納容器内の 温度	・格納容器内温度計
	原子炉格納容器内の 圧力	・格納容器広域圧力計
		・格納容器広域圧力計 (AM用)
	原子炉圧力容器内の 温度	・1次冷却材高温側温度計 (広域)
		・1次冷却材低温側温度計 (広域)
	原子炉圧力容器内の 圧力	・1次冷却材圧力計
	補機監視機能	・加圧器逃がし弁表示灯
		・加圧器安全弁表示灯
		・主蒸気安全弁表示灯
・主蒸気逃がし弁表示灯		
最終ヒートシンク の確保	・蒸気発生器狭域水位計	
	・蒸気発生器蒸気圧力計	
	・蒸気発生器補助給水流量計	

監視計器一覧 (6 / 6)

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.1.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(4) ほう酸水注入	判断基準	未臨界の維持又は 監視	・原子炉トリップしゃ断器表示灯
			・制御棒炉底位置表示灯
			・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
	水源の確保	・ほう酸タンク水位計	
	操作	未臨界の維持又は 監視	・出力領域中性子束計
			・中間領域中性子束計
			・中性子源領域中性子束計
			・中間領域起動率計
			・中性子源領域起動率計
			・可聴計数率計 (可聴音)
			・緊急ほう酸水補給流量計
			・原子炉補給水補給流量制御器
			・原子炉補給水補給流量積算制御器
水源の確保			・燃料取替用水タンク水位計 ・ほう酸タンク水位計
原子炉圧力容器内 への注水量	・充てん水流量計 ・高圧安全注入流量計		
—	・ほう酸濃度 (手分析値)		

第1.1.3表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
【1.1】 緊急停止失敗時に発電用原子炉を未臨界にするための手順等	A 充てん／高圧注入ポンプ	4-3 (4) A 非常用高圧母線
	B 1 充てん／高圧注入ポンプ	
	B 2 充てん／高圧注入ポンプ	4-3 (4) B 非常用高圧母線
	C 充てん／高圧注入ポンプ	
	A 電動補助給水ポンプ	4-3 (4) A 非常用高圧母線
	B 電動補助給水ポンプ	4-3 (4) B 非常用高圧母線
	A ほう酸ポンプ	A 1 原子炉コントロールセンタ
	B 1 ほう酸ポンプ	
	B 2 ほう酸ポンプ	B 1 原子炉コントロールセンタ
	C ほう酸ポンプ	
	緊急ほう酸水補給弁	
	A 主蒸気逃がし弁	A 2 ソレノイド分電盤
	B 主蒸気逃がし弁	B 2 ソレノイド分電盤
	C 主蒸気逃がし弁	A 2 ソレノイド分電盤
	A 加圧器逃がし弁	A 1 ソレノイド分電盤
	B 加圧器逃がし弁	
	C 加圧器逃がし弁	B 1 ソレノイド分電盤



第 1.1.1.2 図 原子炉出力抑制（自動） 概略系統

(1) 手動による原子炉緊急停止

		経過時間 (分)										備考	
		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20		
手順の項目	要員 (数)	▽ 「蒸気発生器水位異常低」による原子炉自動トリップ信号発生											
手動による原子炉緊急停止	運転員等 (中央制御室)	2	原子炉自動トリップ MGセット電源断 (所内電源シャ断異常発生) 制御室への導入										
	運転員等 (現場)	1	停炉 MGセットシャ断器異常発生 原子炉トリップ シャ断器異常発生										

※ 現場移動時間には防護服着用時間を含む。

(2) 原子炉出力抑制 (自動)

		経過時間 (分)										備考	
		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20		
手順の項目	要員 (数)	▽ 蒸気発生器水位設定値+10秒後											
原子炉出力抑制 (自動)	運転員等 (中央制御室)	1	A TWS 緩和設備の作動確認										

(3) 原子炉出力抑制 (手動)

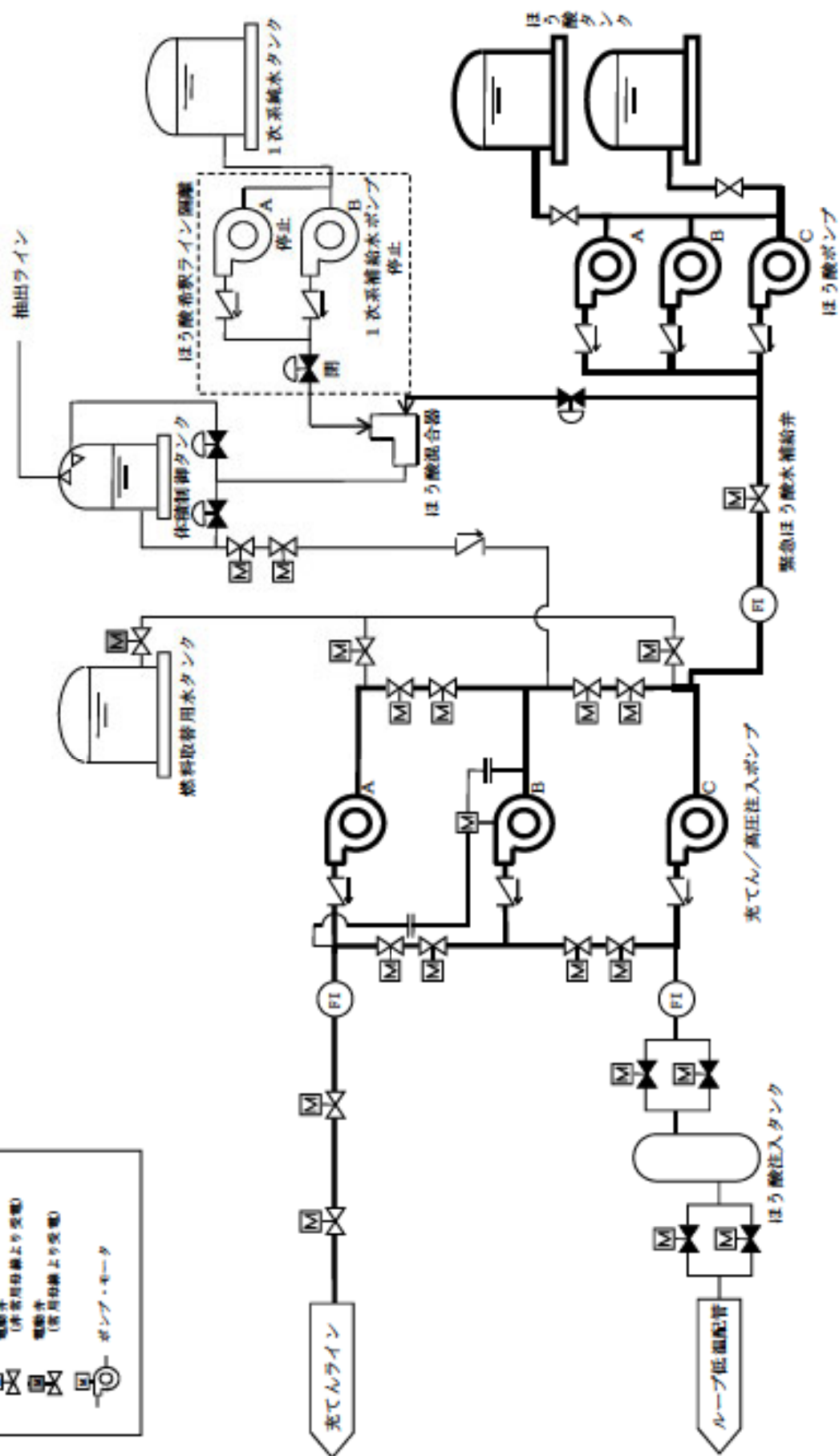
		経過時間 (分)										備考	
		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20		
手順の項目	要員 (数)	▽ A TWS 緩和設備が作動しない場合かつ原子炉トリップ (中央盤手動操作) による原子炉緊急停止ができない場合											
原子炉出力抑制 (手動)	運転員等 (中央制御室)	2	タービントリップCS操作 主蒸気隔離弁閉操作 蒸動及びタービン動機油断水ポンプの手動起動操作										

(4) ほう酸水注入

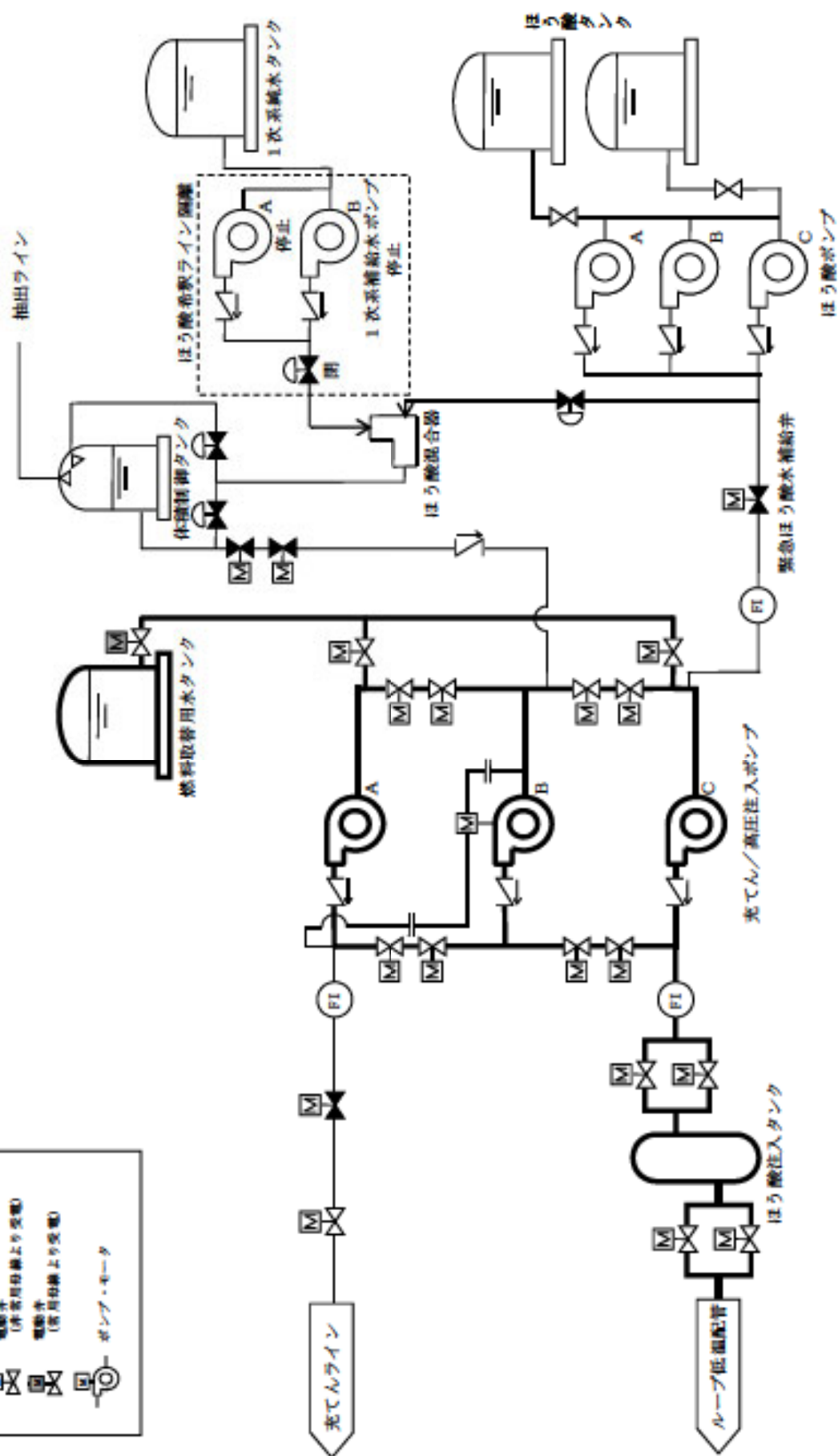
		経過時間 (分)										備考	
		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20		
手順の項目	要員 (数)	▽ 手動による原子炉緊急停止の失敗を確認し、原子炉出力が8%以上又は中間領域起動率が正であり、ほう酸タンクの水位が確保されている場合。											
ほう酸水注入	運転員等 (中央制御室)	1	水位確認 約5分 ほう酸水注入 (緊急ほう酸濃縮) 開始 ※ほう酸水注入 (緊急ほう酸濃縮)										

* 濃縮時間 (例) : 0ppmから1,700ppmまで濃縮するには約45時間を要する。ほう酸タンク : 7,000ppm、緊急ほう酸流量 : 13.6m³/h

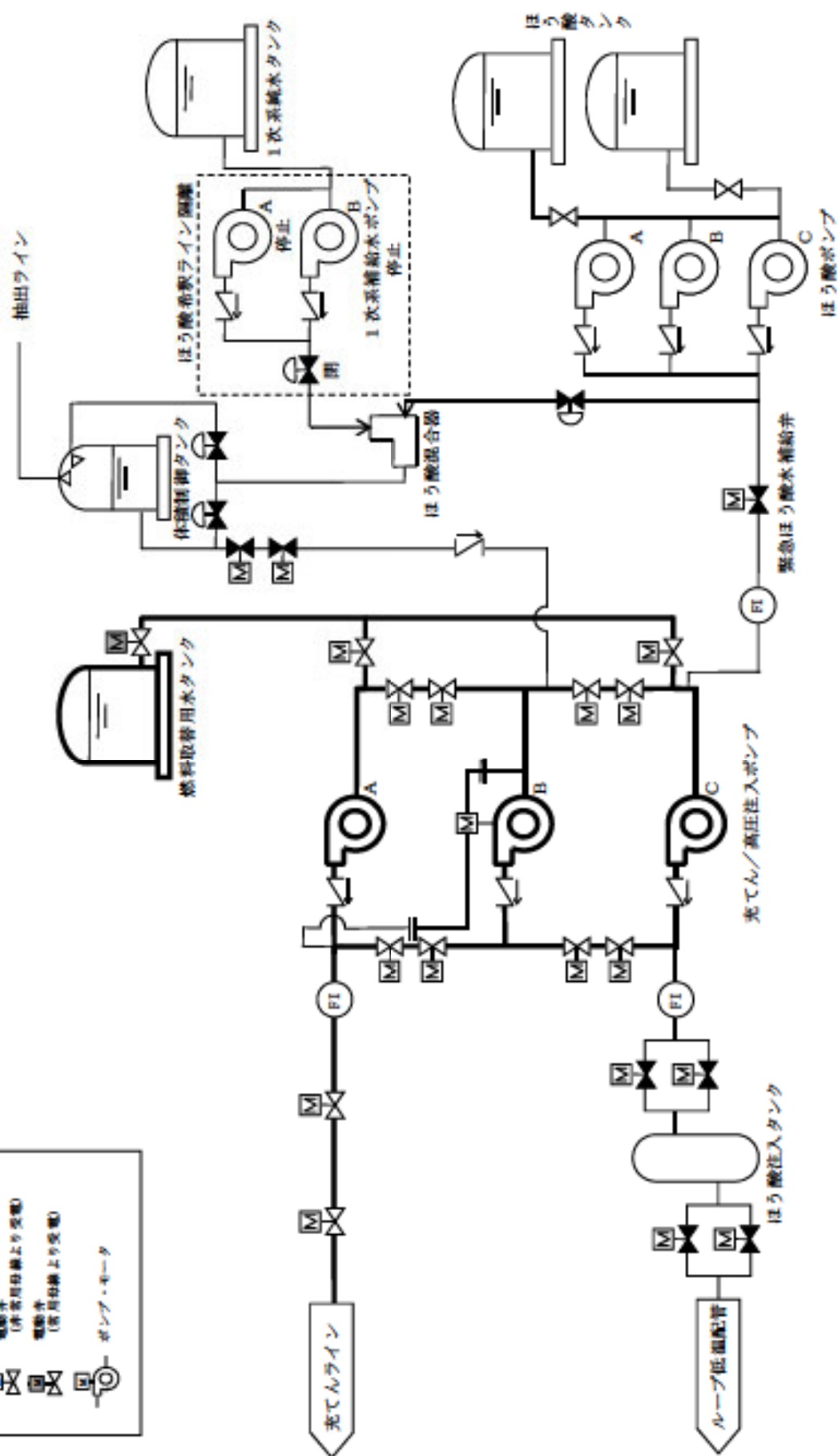
第1.1.5図 原子炉停止機能喪失時の操作手順 タイムチャート



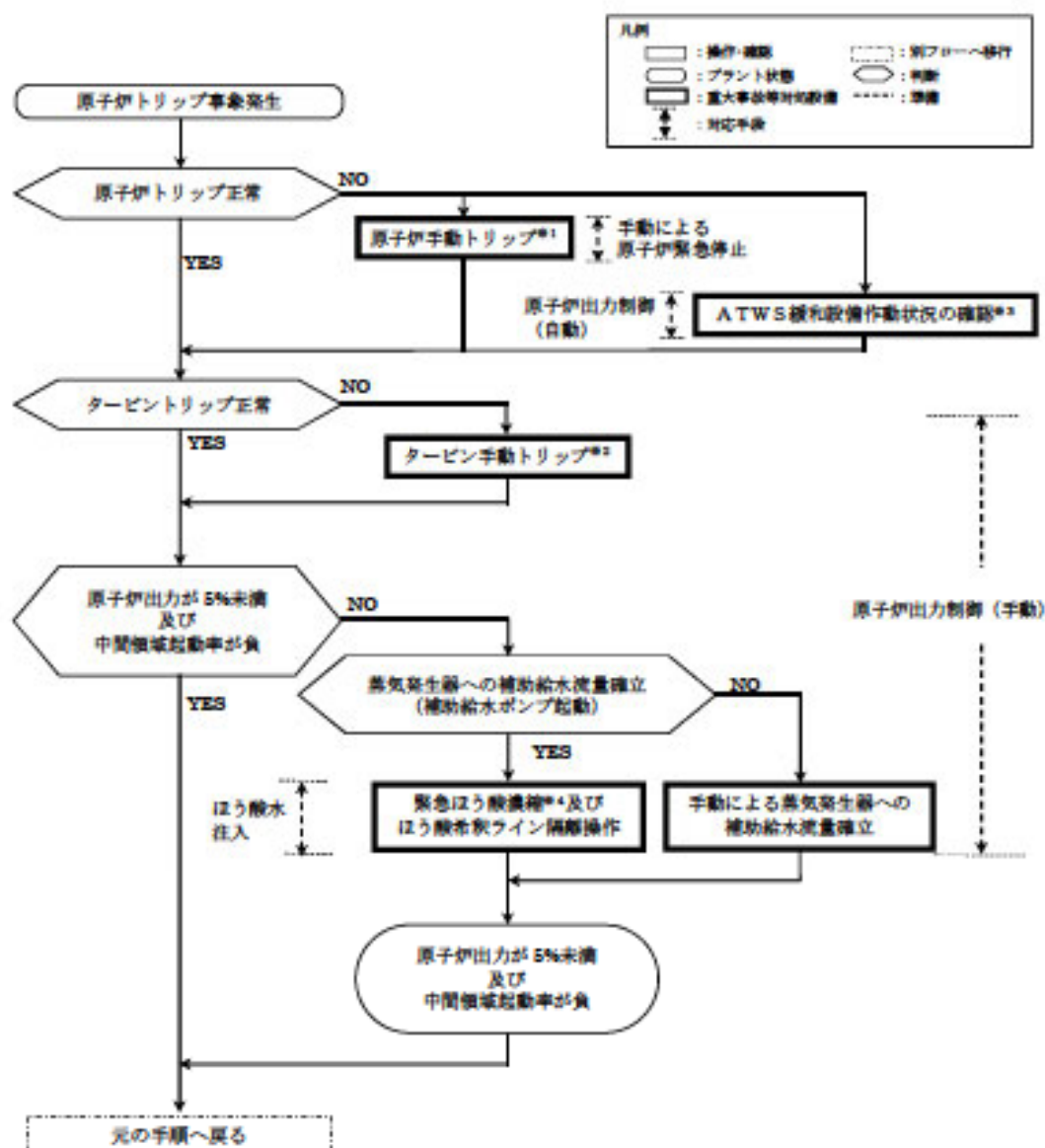
第 1.1.4 図 ほう酸水注入(緊急ほう酸濃縮ライン) 概路系統



第 1.1.5 図 ほう酸水注入(安全注入ライン) 概略系統



第 1.1.6 図 ほう酸水注入(充電ライン) 概略系統



- ※1：手動による原子炉トリップが不可能な場合は、制御棒を手動挿入する。
 ①MGセット電源（常用母線 440Vしゃ断器スイッチ）（中央盤手動操作）開放
 ②制御棒挿入（中央盤手動操作）
 ③MGセット電源（MGセット出力しゃ断器スイッチ）（現場手動操作）開放
 ④原子炉トリップしゃ断器スイッチ（現場手動操作）開放
- ※2：手動によるタービントリップ不能な場合は、主蒸気隔離弁を手動閉とし、主蒸気隔離弁バイパス弁の閉を確認する。
- ※3：設定値（蒸気発生器水位 9%+10 秒）
 ①タービントリップ
 ②主蒸気ライン隔離
 ③補助給水ポンプ起動
- ※4：制御棒の挿入に失敗した場合は、制御棒価値を補完するため、燃料取替ほう酸濃度までほう酸水注入を継続する。
 なお、ほう酸水注入を行っている間に制御棒の全挿入に成功した場合は、プラントの状態に応じて高温停止又は低温停止のほう酸濃度を目標にほう酸注入を継続する。
- 燃料取替ほう酸濃度
 ・ 2,800ppm 以上のほう酸濃度
- 停止ほう酸濃度
 ・ 高温停止：停止余裕 1.8% Δk/k 以上を確保できるほう酸濃度
 ・ 低温停止：停止余裕 1.0% Δk/k 以上を確保できるほう酸濃度

第 1.1.7 図 原子炉トリップ失敗時の対応手順（フロントライン系機能喪失）

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

< 目 次 >

1.2.1 対応手段と設備の選定

- (1) 対応手段と設備の選定の考え方
- (2) 対応手段と設備の選定の結果
 - a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備
 - b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備
 - c. 監視及び制御の対応手段及び設備
 - d. 手順等

1.2.2 重大事故等時の手順等

1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

- (1) 1次系のフィードアンドブリード
- (2) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）
 - a. 電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水
 - b. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水
- (3) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）
 - a. タービンバイパス弁による蒸気放出
- (4) その他の手順項目にて考慮する手順
- (5) 優先順位

1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等

- (1) 補助給水ポンプの機能回復
 - a. タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復

(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復

a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復

b. 窒素ポンプ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

c. 大容量ポンプを用いたB格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

(4) 優先順位

1.2.2.3 復旧に係る手順等

1.2.2.4 監視及び制御

(1) 加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定

(2) 補助給水ポンプの作動状況確認

(3) 加圧器水位（原子炉水位）の制御

(4) 蒸気発生器水位の制御

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

<要求事項>

発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 全交流動力電源喪失・常設直流電源系統喪失を想定し、原子炉隔離時冷却系（R C I C）若しくは非常用復水器（B W Rの場合）又はタービン動補助給水ポンプ（P W Rの場合）（以下「R C I C等」という。）により発電用原子炉を冷却するため、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等を整備すること。

a) 可搬型重大事故防止設備

i) 現場での可搬型重大事故防止設備（可搬型バッテリー又は窒素ポンプ等）を用いた弁の操作によりR C I C等の起動及び十分な期間^{*}の運転継続を行う手順等（手順及び装備等）を整備すること。ただし、下記(1) b) i)の人力による措置が容易に行える場合を除く。

b) 現場操作

- i) 現場での人力による弁の操作により、R C I C等の起動及び十分な期間^{*}の運転継続を行う手順等(手順及び装備等)を整備すること。

※:原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧対策及び原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却対策の準備が整うまでの期間のこと。

c) 監視及び制御

- i) 原子炉水位(BWR及びPWR)及び蒸気発生器水位(PWRの場合)を推定する手順等(手順、計測機器及び装備等)を整備すること。
- ii) R C I C等の安全上重要な設備の作動状況を確認する手順等(手順、計測機器及び装備等)を整備すること。
- iii) 原子炉水位又は蒸気発生器水位を制御する手順等(手順及び装備等)を整備すること。

(2) 復旧

- a) 原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、注水(循環を含む。)すること及び原子炉を冷却できる設備に電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。(BWRの場合)
- b) 電動補助給水ポンプに代替交流電源を接続することにより、起動及び十分な期間の運転継続ができること。(PWRの場合)

(3) 重大事故等の進展抑制

- a) 重大事故等の進展を抑制するため、ほう酸水注入系(S L C S)又は制御棒駆動機構(C R D)等から注水する手順等を整備すること。(BWRの場合)

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能は、蒸気発生器２次側による原子炉の冷却機能である。

この機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉を冷却する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.2.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する原子炉の冷却機能が喪失した場合に炉心の著しい損傷を防止するため、蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能により原子炉を冷却する必要がある。蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能により原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備として、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ（以下「補助給水ポンプ」という。）、復水タンク並びに主蒸気逃がし弁を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対する対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第 1.2.1 図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

また、原子炉を冷却するために1次冷却系及び2次冷却系の保有水を監視及び制御する対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備^{※1}を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十五条及び技術基準規則第六十条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との

関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系の機能喪失として、蒸気発生器2次側による炉心冷却に使用する設備の機能喪失を想定する。また、サポート系の機能喪失として全交流動力電源喪失又は常設直流電源喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.2.1表に示す。

a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器2次側への注水設備又は蒸気発生器2次側の蒸気放出設備の機能喪失により蒸気発生器2次側による炉心冷却ができない場合は、1次系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

1次系のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

- ・ 充てん／高圧注入ポンプ
- ・ 加圧器逃がし弁
- ・ 燃料取替用水タンク
- ・ 格納容器再循環サンプ
- ・ 格納容器再循環サンプスクリーン

- ・ 余熱除去ポンプ
- ・ 余熱除去冷却器

蒸気発生器 2 次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は、常用設備等を使用して蒸気発生器 2 次側へ注水する手段がある。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 電動主給水ポンプ
- ・ 蒸気発生器水張りポンプ
- ・ 脱気器タンク
- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）
- ・ 発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）
- ・ 復水タンク

蒸気発生器 2 次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、常用設備を使用して蒸気発生器 2 次側の蒸気放出を行う手段がある。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する常用設備は以下のとおり。

- ・ タービンバイパス弁

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、1 次系のフィールドアンドブリードで使用する充てん／高圧注入ポンプ、加圧器逃がし弁、燃料取替用水タンク、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器は重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。以上の重大事故等対処設備により、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却に使用するすべての設備が使用できない場合においても、原子炉を冷却できる。また、以下の設備は、それぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ 電動主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプ、脱気器タンク

常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。

- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）、復水タンク

ポンプ吐出圧力が約 3MPa [gage] であるため、1 次冷却材圧力及び 1 次冷却材温度が低下し、蒸気発生器 2 次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

- ・ タービンバイパス弁

常用母線及び復水器真空度が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。

b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器 2 次側への注水設備である補助給水ポンプの機能が喪失した場合は、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）による手段により、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させることで、原子炉の冷却を行う手段がある。

また、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置から給電する手段がある。

タービン動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）

電動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・空冷式非常用発電装置
- ・燃料油貯油そう
- ・タンクローリー

蒸気発生器2次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、現場での手動操作、窒素ポンベ及び制御用空気により主蒸気逃がし弁の機能を回復させることで、原子炉の冷却を行う手段がある。

主蒸気逃がし弁の機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・主蒸気逃がし弁（現場手動操作）
- ・窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）
- ・大容量ポンプ
- ・B格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）は重大事故等対処設備と位置づける。

電動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設

備のうち、空冷式非常用発電装置、燃料油貯油そう及びタンクローリーは重大事故等対処設備と位置づける。

主蒸気逃がし弁の機能を回復させる手段に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は機能回復のため現場において窒素ポンペを接続するのと同様以上の作業の迅速性及び駆動軸を人力で直接操作することによる操作の確実性を有するため、重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源又は常設直流電源系統が喪失しても原子炉を冷却するために必要な設備の機能を回復できる。また以下の設備は、それぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ 窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）

窒素ポンペの容量から使用時間に制限があるものの、事故発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対し、中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応が可能である。

- ・ 大容量ポンプ、B格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）

大容量ポンプを用いて補機冷却水（海水）を通水するまでに約7.5時間を要するが、B格納容器外制御用空気圧縮機の機能回復により、主蒸気逃がし弁の中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。

c. 監視及び制御の対応手段及び設備

(a) 対応手段

原子炉を冷却するための1次冷却系及び2次冷却系の保有水を監視又は推定する手段がある。

また、蒸気発生器へ注水するための補助給水ポンプの作動状況を確認する手段がある。

さらに、原子炉を冷却するための1次冷却系及び2次冷却系の保有水を制御する手段がある。

監視及び制御に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 加圧器水位計
- ・ 蒸気発生器広域水位計
- ・ 蒸気発生器狭域水位計
- ・ 蒸気発生器補助給水流量計
- ・ 復水タンク水位計

(b) 重大事故等対処設備

審査基準の要求により選定した、加圧器水位計、蒸気発生器広域水位計、蒸気発生器狭域水位計、蒸気発生器補助給水流量計及び復水タンク水位計は重大事故等対処設備と位置づける。

d. 手順等

上記のa.、b.及びc.により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.2.2表、第1.2.3表）。

これらの手順は、発電所対策本部長^{※2}、当直課長、運転員等^{※3}及び緊急安全対策要員^{※4}の対応として蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順等に定める（第1.2.1表）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.2.2 重大事故等時の手順等

1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

(1) 1次系のフィードアンドブリード

蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が喪失した場合、燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより原子炉へ注水する操作と加圧器逃がし弁の開操作により原子炉格納容器内部へ1次冷却材を放出する操作を組み合わせた1次系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等による蒸気発生器への注水機能の喪失によって蒸気発生器水位が低下し、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器広域水位計指示値が10%未満）になった場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

b. 操作手順

充てん／高圧注入ポンプ等により1次系のフィードアンドブリードを行う手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.2.2図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に1次系のフィードアンドブリードを指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で非常用炉心冷却設備作動信号を

手動発信させ、充てん／高圧注入ポンプ2台を起動し、高圧安全注入流量等により、原子炉へ注水できていることを確認する。

- ③ 運転員等は、中央制御室で加圧器の全ヒータの切を確認し、すべての加圧器逃がし弁を開操作し全開とする。1次冷却材圧力等により、1次冷却系が減圧できていることを確認するとともに、1次冷却材温度等により原子炉が冷却状態にあることを確認する。仮に、充てん／高圧注入ポンプが1台となった場合でも、1次系のフィードアンドブリードを継続する。
- ④ 運転員等は、中央制御室で燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位を確認し、再循環切換水位となれば再循環運転になったことを確認する。

【蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が回復した場合：④より】

- ⑤ 運転員等は、蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が回復した場合、蒸気発生器2次側による炉心冷却を開始し、1次冷却材温度等により原子炉の冷却状態を確認する。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室で蓄圧タンクの注入状態を1次冷却材圧力等により確認し、1次冷却材圧力が安定していれば蓄圧タンク出口弁を閉止する。
- ⑦ 運転員等は、中央制御室でいずれかの蒸気発生器において蒸気発生器狭域水位が0%以上に回復したことを確認した場合、すべての加圧器逃がし弁を閉止し、1次系のフィードアンドブリードを停止する。
- ⑧ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材圧力及び加圧器水位が安全注入により回復していること並びに十分なサブクール状態であることを確認し、安全注入を停止する。

- ⑨ 運転員等は、余熱除去運転のため、中央制御室で1次冷却材温度等にて、1次冷却材温度177℃以下、1次冷却材圧力2.7MPa〔gage〕以下及び余熱除去系が健全であることを確認する。

【余熱除去系が使用可能の場合(蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が回復した場合) : ⑨より】

- ⑩ 運転員等は、余熱除去系が健全である場合、余熱除去系による原子炉の冷却操作を開始する。
- ⑪ 運転員等は、余熱除去系による原子炉の冷却が開始されたことを確認し、蒸気発生器2次側による炉心冷却を停止する。
- ⑫ 運転員等は、余熱除去系による原子炉の冷却状態を1次冷却材温度等により確認し、低温停止とする。

【余熱除去系が使用不能の場合(蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が回復した場合) : ⑨より】

- ⑩ 運転員等は、余熱除去系が使用できない場合、蒸気発生器2次側による炉心冷却により冷却の効果がなくなるまで継続する。
- ⑪ 運転員等は、蒸気発生器2次側による炉心冷却の効果がなくなったことを1次冷却材温度等により確認した場合、蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードを開始する。
- ⑫ 運転員等は、蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却状態を1次冷却材温度等により確認し、低温停止状態とする。

【蒸気発生器2次側による原子炉の冷却機能が回復しない場合 : ④より】

- ⑤ 運転員等は余熱除去運転のため、中央制御室で1次冷却材温度等にて、1次冷却材温度177℃以下、1次冷却材圧力

2.7MPa [gage] 以下及び余熱除去系が健全であることを確認し、使用準備を行う。

- ⑥ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却が可能であることを確認した場合は、余熱除去系による原子炉の冷却を開始する。

余熱除去系が使用できない場合は、余熱除去系又は蒸気発生器 2 次側による原子炉の冷却機能が使用可能となるまで、再循環運転による 1 次系のフィードアンドブリードを継続する。

- ⑦ 運転員等は、中央制御室で蓄圧タンクの注入状態を 1 次冷却材圧力等により確認し、1 次冷却材圧力が安定していれば蓄圧タンク出口弁を閉止する。

- ⑧ 運転員等は、中央制御室で余熱除去系による原子炉の冷却が開始されたことを確認し、すべての加圧器逃がし弁を閉止し、1 次系のフィードアンドブリードを停止する。

- ⑨ 運転員等は、中央制御室で 1 次冷却材圧力及び加圧器水位が安全注入により回復していること並びに十分なサブクール状態であることを確認し、安全注入を停止する。

- ⑩ 運転員等は、余熱除去系による原子炉の冷却状態を 1 次冷却材温度等により確認し、低温停止状態とする。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて 1 ユニット当たり運転員等 1 名で実施する。補助給水ポンプの故障等を踏まえて蒸気発生器水位、圧力を継続的に監視、すべての蒸気発生器の広域水位が 10% 未満となれば、速やかに 1 次系のフィードアンドブリードを開始する。

なお、蒸気発生器広域水位計は、定期検査での蒸気発生器の水張り時における水位を確認することを主目的としており、常温、

常圧の状態における水位を指示するように校正されている。そのため、高温状態においては、蒸気発生器内の水、蒸気の密度が異なるため広域水位は実水位と異なる指示値を示すこととなるが、蒸気発生器がドライアウトとならない水位として、計器校正の誤差に余裕をもった広域水位が10%未満となれば、速やかに1次系のフィードアンドブリードを開始する。

(2) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）

a. 電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できない場合、脱気器タンク水を常用設備である電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプ故障等により、補助給水流量等が確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、蒸気発生器へ注水するために必要な脱気器タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

電動主給水ポンプ及び蒸気発生器水張りポンプによる注水操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

b. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できず、さらに電動主給水ポンプ及び蒸

気発生器水張りポンプが使用できない場合に蒸気発生器圧力が約 3MPa [gage] まで低下している場合、復水タンク水を蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）により蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合及び蒸気発生器への注水が喪失した場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.2.3 図に、タイムチャートを第 1.2.4 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本部長へ蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水準備と系統構成を指示する。
- ② 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水準備と系統構成を指示する。
- ③ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）の免震架台の固定治具取付及び出入口管を接続する。
- ④ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中

圧ポンプ（電動）による注水のための系統構成を実施する。

- ⑤ 緊急安全対策要員は、現場で系統の水張り及びベンディングを実施する。
- ⑥ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）の設置等の作業と並行して、補助給水系統との接続及び他の系統と連絡する弁を操作し系統構成を行う。
- ⑦ 発電所対策本部長は、当直課長へ蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水準備が完了したことを報告する。
- ⑧ 当直課長は、発電所対策本部長へ蒸気発生器への注水が可能となり、その他の蒸気発生器への注水手段が喪失していれば注水開始を指示する。また、運転員等へ中央制御室で蒸気発生器水位等の監視を指示する。
- ⑨ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に、蒸気発生器への注水開始を指示する。
- ⑩ 緊急安全対策要員は、現場で発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）を起動し蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）へ給電を実施する。
- ⑪ 緊急安全対策要員は、現場で蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）を起動する。
- ⑫ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位の上昇や補助給水ラインに設置された流量等により、蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）の運転状態に異常がないことを確認する。
- ⑬ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位により蒸気発生器２次側の保有水量が回復したことを確認し、蒸気

発生器水位を監視可能な範囲に維持するため、現場にて蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）出口ラインに設置された手動弁の開度を調整して蒸気発生器水位を調整する。

- ⑭ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位計等により蒸気発生器への注水が確保されていることを確認し、主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁を開操作し蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。
- ⑮ 運転員等は、中央制御室で１次冷却材温度により原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて１ユニット当たり運転員等１名、現場は１ユニット当たり緊急安全対策要員４名にて作業を実施し、所要時間は約６０分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明及び通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(3) 蒸気発生器２次側による炉心冷却（蒸気放出）

蒸気放出経路の故障等による２次冷却系の除熱機能喪失の場合は、タービンバイパス弁の開操作を行う。蒸気放出経路は、多重化及び多様化していること、主蒸気逃がし弁の現場での開操作も可能であることから、その機能がすべて喪失する可能性は低いが、以下の操作を実施することを考慮する。

a. タービンバイパス弁による蒸気放出

主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの蒸気放出ができない場

合、常用設備であるタービンバイパス弁を中央制御室で開操作し、蒸気発生器からの蒸気放出を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁による蒸気放出が蒸気発生器蒸気圧力等にて確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、2次冷却系の設備が運転中であり復水器真空度が維持されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)b.「タービンバイパス弁による蒸気放出」にて整備する。

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

復水タンク、燃料取替用水タンクの枯渇時の補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要となる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給に係る手順等」、1.13.2.2「炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(5) 優先順位

フロントライン系の機能喪失時に、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において原子炉の冷却機能が喪失している場合の冷却手段の優先順位を以下に示す。

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水機能が喪失した場合は、多様性拡張設備である電動主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプ及び蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水を行う。操作の容易性から電動主給水ポンプを優先し、電動主給水ポンプが使用できなければ蒸気発生器水張りポンプを使用する。

蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）は使用準備に時間を要することから、補助給水ポンプによる注水手段を失った場合に準備を開始し、準備が整った際に他の注水手段がなければ蒸気発生器に注水を行う。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）における蒸気発生器からの蒸気放出は、重大事故等対処設備である主蒸気逃がし弁を使用する。主蒸気逃がし弁が機能喪失した場合は、タービンバイパス弁を使用する。

上記手段による蒸気発生器 2 次側による炉心冷却による原子炉の冷却を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は、充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水と加圧器逃がし弁の開操作による 1 次系のフィードアンドブリードを行う。

以上の対応手順のフローチャートを第 1.2.5 図に示す。

1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等

(1) 補助給水ポンプの機能回復

常設直流電源系統喪失時により、タービン動補助給水ポンプを駆動するために必要なタービン動補助給水ポンプ起動弁の駆動源が喪失した場合に、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、現場でタービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動する手順を整備する。

全交流動力電源喪失時は、電動補助給水ポンプの機能を回復させ

るため、空冷式非常用発電装置により交流電源を確保し、電動補助給水ポンプを起動する手順を整備する。

a. タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

常設直流電源系統喪失時により、タービン動補助給水ポンプを駆動するために必要なタービン動補助給水ポンプ起動弁の駆動源が喪失した場合、タービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作することにより、タービン動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、タービン動補助給水ポンプは、復水タンクから2次系純水タンクへの切り替え又は復水タンクへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。全交流動力電源喪失時において1次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及びタービン動補助給水流量調節弁後弁の開度を調整し、1次冷却材圧力が1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁吹き止まり圧力まで低下すれば、その状態を保持する。

淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源喪失時タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で復水タンクの水位が確保されている

場合。

(b) 操作手順

タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの起動手順は以下のとおり。概略系統を第1.2.6図に、タイムチャートを第1.2.7図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、現場手動操作によるタービン動補助給水ポンプの起動操作を指示する。
- ② 運転員等は、現場でタービン動補助給水ポンプの起動前点検及び系統構成を実施する。また、タービン動補助給水ポンプ主蒸気止め弁の開を確認する。
- ③ 運転員等は、現場でタービン動補助給水ポンプ起動弁の開操作によりタービン動補助給水ポンプを起動する。
- ④ 運転員等は、現場でタービン動補助給水ポンプの運転状態に異常がないことを確認する。
- ⑤ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位を監視し、水位調整が必要となれば現場の運転員等と連絡を密にし、現場にてタービン動補助給水流量調節弁後弁を手動により操作し蒸気発生器水位を調整する。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位計等により蒸気発生器への注水が確保されていることを確認し、主蒸気逃がし弁により蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。
- ⑦ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材温度等により原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場は1ユニット当たり運転員等2名にて作業を実施し、所要時間は、約18分と想定する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明及び通信設備等を整備する。タービン動補助給水ポンプの起動により騒音が発生するが、運転員等は通話装置を用いることで、中央制御室との連絡は可能である。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

なお、タービン動補助給水ポンプ起動弁は手動ハンドルにより容易に操作できる。

b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復

全交流動力電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置により非常用母線を回復させ、電動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、電動補助給水ポンプは、復水タンクから2次系純水タンクへの切り替え又は復水タンクへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。

淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

空冷式非常用発電装置により非常用母線が回復し、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、電動補助

給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で復水タンクの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

電動補助給水ポンプは、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失すれば、主蒸気逃がし弁は駆動源喪失により閉止する構造であるため中央制御室からの遠隔による開操作ができなくなる。

これらの駆動源が喪失した場合、主蒸気逃がし弁の機能を回復させ、原子炉の冷却を行う手順を整備する。

a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復

主蒸気逃がし弁は、駆動源喪失時に閉止する構造の空気作動弁であるため、駆動源が喪失した場合、弁が閉止するとともに中央制御室からの遠隔操作が不能となる。この場合、現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作することで、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を行う手順を整備する。

主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う場合、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。蒸気発生器伝熱管破損は放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の徴候が見られた場合に、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。

なお、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した際の現場操作時は状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失し、中央制御室からの開操作ができないことを蒸気発生器蒸気圧力等にて確認した場合に、補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)a.「主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

b. 窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失した場合、窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応が可能である。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気喪失が継続する場合に、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）の開操作後、中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)b.「窒素ポンベ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

c. 大容量ポンプを用いたB格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復

全交流動力電源が喪失した場合、大容量ポンプを用いてB格納容器外制御用空気圧縮機へ補機冷却水（海水）を通路して制御用空気系を回復し、主蒸気逃がし弁の機能を回復する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気喪失時に主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)c.「大容量ポンプを用いたB格

納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

復水タンクへの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）のための代替手段及び復水タンクへの供給に係る手順等」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置による代替電源（交流）からの給電」にて整備する。また、空冷式非常用発電装置への燃料補給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断及び確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(4) 優先順位

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、サポート系機能喪失時に、原子炉の冷却機能が喪失した場合の冷却手段として、以上の手段を用いて炉心の著しい損傷を防止する。これらの冷却手段の優先順位を以下に示す。

全交流動力電源が喪失すると電動補助給水ポンプが起動できなくなる。さらに、常設直流電源系統が喪失すればタービン動補助給水ポンプが起動できなくなるため、重大事故等対処設備であるタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）にてタービン動補助給水ポンプ起動操作を行う。

空冷式非常用発電装置からの給電により非常用母線が復旧すれば、電動補助給水ポンプの運転が可能となるが、空冷式非常用発電装置の燃料消費量削減の観点から、タービン動補助給水ポンプを使用できる間は、電動補助給水ポンプは起動せず後備の設備として待機させる。タービン動補助給水ポンプが運転できない場合又は低温停止状態に移行させる場合は、電動補助給水ポンプにより蒸気発生器 2 次側へ注水を行う。

補助給水の機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開操作する。補助給水の機能が回復していない場合に、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保有水の減少が早まるため、タービン動補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。

主蒸気逃がし弁による 2 次冷却系からの除熱は、現場での手動による主蒸気逃がし弁の開操作により行う。また、その後制御用空気の喪失が継続する場合に、主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合は、窒素ポンプ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。なお、長期的に中央制御室からの遠隔操作が必要でかつ大容量ポンプによる B 格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）が運転可能となった場合は、制御用空気系統を回復し主蒸気逃がし弁の開操作を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第 1.2.8 図に示す。

1.2.2.3 復旧に係る手順等

全交流動力電源が喪失した場合は、十分な期間の運転を継続するために電動補助給水ポンプが健全であれば空冷式非常用発電装置等により非常用母線への給電を確認し起動する。その手順は 1.2.2.2(1)c. のとおり。また、電動補助給水ポンプ起動後は長期的な冷却に際し、十分な水源を確保する。通常、電動補助給水ポン

プの水源は復水タンクであるが、復水タンクから2次系純水タンクへの切り替え及び復水タンクへの補給により水源を確保し、余熱除去系による原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。

1.2.2.4 監視及び制御

(1) 加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定

原子炉を冷却するために1次冷却系及び2次冷却系の保有水を加圧器水位計、蒸気発生器水位計により監視する。また、これらの計測機器が機能喪失又は計測範囲（把握能力）を超えた場合、当該パラメータの値を推定する手順を整備する。

加圧器水位及び蒸気発生器水位の監視又は推定の手順は、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(2) 補助給水ポンプの作動状況確認

蒸気発生器2次側による炉心冷却のために起動した補助給水ポンプの作動状況を蒸気発生器補助給水流量計、復水タンク水位計、蒸気発生器水位計により確認する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

蒸気発生器水位が低下した場合に、補助給水ポンプが自動起動又は手動により起動した場合。

b. 操作手順

補助給水ポンプの作動状況確認手順は以下のとおり。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に、補助給水ポンプの作動状況確認を指示する。

- ② 運転員等は、現場及び中央制御室で補助給水ポンプの運転状態に異常がないことを確認する。
- ③ 運転員等は、現場及び中央制御室での補助給水流量等の監視により、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が実施できていることを確認する。

c. 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場は1ユニット当たり運転員等1名にて作業を実施する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明及び通信設備等を整備する。補助給水ポンプの起動により騒音が発生するが、運転員等は通話装置を用いることで、中央制御室との連絡は可能である。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

(3) 加圧器水位（原子炉水位）の制御

燃料取替用水タンク水等を恒設代替低圧注水ポンプ等により原子炉へ注水する場合、流量を調整し加圧器水位を制御する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

燃料取替用水タンク水等を恒設代替低圧注水ポンプ等により原子炉へ注水し、加圧器水位の調整が必要な場合。

b. 操作手順

操作手順は、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。

(4) 蒸気発生器水位の制御

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を行う場合、補助給水流量を調整し、蒸気発生器水位を制御する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却において、蒸気発生器水位の調整が必要な場合。

b. 操作手順

操作手順は、「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)「蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）」及び 1.2.2.1(2)b.(b)⑬、1.2.2.2(1)a.(b)⑥にて整備する。

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

監視又は推定に係る計装設備に関する手順は、「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

第 1.2.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順 (1/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設備分類※7	整備する手順書	手順の分類
フロントライン系機能喪失時	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は復水タンク※2又は主蒸気逃がし弁	1次系のフィードアンドブリード	充てん/高圧注入ポンプ※5	a,b	1次系のフィードアンドブリードによる炉心冷却の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			加圧器逃がし弁※5			
			燃料取替用水タンク			
			格納容器再循環サンプ			
			格納容器再循環サンプスクリーン			
			余熱除去ポンプ※5※6			
	余熱除去冷却器※6					
	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は復水タンク※2	蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)	電動主給水ポンプ	多様性追加設備	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			蒸気発生器水張りポンプ			
			脱気器タンク			
主蒸気逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却(蒸気放出)	蒸気発生器補助給用(仮設中圧ポンプ(電動))※4	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順		炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書	
		発電機(蒸気発生器補助給用(仮設中圧ポンプ用))				蒸気発生器補助給用(仮設中圧ポンプによる蒸気発生器への注水のための手順)
		復水タンク				蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順
			タービンバイパス弁※3		蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書

※1 : 「高浜発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所連」

※2 : 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※3 : 手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。

※4 : 蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

※5 : ディーゼル発電機等により給電する。

※6 : 1次系のフィードアンドブリード停止後の余熱除去運転による炉心冷却操作に使用する。

※7 : 重大事故対策において用いる設備の分類

a : 当該条文中に適合する重大事故等対応設備 b : 37条に適合する重大事故等対応設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対応設備

第 1.2.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順 (2/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	設備分類※9	整備する手順書	手順の分類		
サポータ系機能喪失時	タービン動補助給水ポンプ 直流電源	補助給水ポンプの機能回復※5	タービン動補助給水ポンプ起動弁 (現場手動操作)	重大事故等 対処設備	a	補助給水ポンプ機能回復の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書	
	電動補助給水ポンプ 全交流動力電源		空冷式非常用発電装置※6		a	全交流動力電源喪失時の対応手順 空冷式非常用発電装置燃料補給の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 S.A所達※1	
			燃料油貯油所※7					
		タンクローリー※7						
	主蒸気逃がし弁 全交流動力電源 (制御用空気) 又は 直流電源	主蒸気逃がし弁の機能回復	主蒸気逃がし弁 (現場手動操作) ※3	重大事故等 対処設備	a,b	主蒸気逃がし弁機能回復の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書	
			意速ポンプ (主蒸気逃がし弁作動用) ※3					多様性評価設備
			大容量ポンプ※8					
			B格納容器外制御用空気圧縮機 (海水冷却)			主蒸気逃がし弁機能回復の手順 大容量ポンプによる原子が補給冷却系通水の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 S.A所達※1	
	—	—	及び監視	加圧器水位計※2※4 蒸気発生器成域水位計※2※3 蒸気発生器狭域水位計※9※3 蒸気発生器補助給水流量計※2 復水タンク水位計※2	重大事故等 対処設備	a,b	全交流電源喪失時の対応手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書

※1 : 「高圧発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所達」

※2 : 直流電源喪失も含めた対応手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

※3 : 手順は「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」にて整備する。

※4 : 手順は「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ(BOP)時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

※5 : 蒸気発生器へ淡水又は海水を長時間注水する場合は蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

※6 : 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※7 : 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※8 : 手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

※9 : 重大事故等対策において用いる設備の分類

a : 当該表文に適合する重大事故等対処設備 b : 37 条に適合する重大事故等対処設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第1.2.2表 重大事故等対処に係る監視計器

1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

監視計器一覧 (1/6)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(1) 1次系のフィードアンドブリード	判断基準	最終ヒートシンクの確保	<ul style="list-style-type: none"> ・蒸気発生器広域水位計 ・蒸気発生器補助給水流量計
		水源の確保	<ul style="list-style-type: none"> ・燃料取替用水タンク水位計
		信号	<ul style="list-style-type: none"> ・安全注入作動警報
	操作	原子炉圧力容器内の温度	<ul style="list-style-type: none"> ・1次冷却材高温側温度計 (広域) ・1次冷却材低温側温度計 (広域)
		原子炉圧力容器内の水位	<ul style="list-style-type: none"> ・加圧器水位計 ・サブクール度 (CRT)
		原子炉格納容器内の温度	<ul style="list-style-type: none"> ・格納容器内温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	<ul style="list-style-type: none"> ・加圧器圧力計 ・1次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の圧力	<ul style="list-style-type: none"> ・格納容器広域圧力計 ・格納容器広域圧力計 (AM用)
		最終ヒートシンクの確保	<ul style="list-style-type: none"> ・蒸気発生器広域水位計 ・蒸気発生器狭域水位計 ・蒸気発生器補助給水流量計
		原子炉格納容器内の水位	<ul style="list-style-type: none"> ・格納容器再循環サンプ広域水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧安全注入流量計
		水源の確保	<ul style="list-style-type: none"> ・燃料取替用水タンク水位計

監視計器一覧 (2/6)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.2.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(2) 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却 (注水)			
a. 電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準	電源	・ 4-3 (4) C1、C2、D母線電圧計
		最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器広域水位計
			・ 蒸気発生器狭域水位計 ・ 蒸気発生器補助給水流量計
	水源の確保	・ 脱気器タンク水位計	
操作	-	-	
b. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ (電動) による蒸気発生器への注水	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器広域水位計
			・ 蒸気発生器狭域水位計
			・ 蒸気発生器主給水流量計
			・ 蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
			・ 蒸気発生器補助給水流量計
	水源の確保	・ 復水タンク水位計	
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材高温側温度計 (広域)
		・ 1次冷却材低温側温度計 (広域)	
	最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器蒸気圧力計	
		・ 蒸気発生器広域水位計	
		・ 蒸気発生器狭域水位計	
		・ 蒸気発生器補助給水流量計	
(3) 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却 (蒸気放出)			
a. タービンバイパス弁による蒸気放出	判断基準	電源	・ 4-3 (4) C1、C2、D母線電圧計
		最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器蒸気圧力計
			・ 蒸気発生器広域水位計
	・ 蒸気発生器狭域水位計 ・ 復水器真空度計		
操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)b.「タービンバイパス弁による蒸気放出」にて整備する。		

監視計器一覧 (3/6)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な監視 視項目	監視計器	
1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等			
(1) 補助給水ポンプの機能回復			
a. タービン動補助給水ポンプ起動 弁（現場手動操作）によるター ビン動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	電源	・ A、B 直流き電盤出力電圧計
		最終ヒートシンク の確保	・ 蒸気発生器広域水位計
			・ 蒸気発生器狭域水位計
			・ 蒸気発生器補助給水流量計
	水源の確保	・ 復水タンク水位計	
	操作	原子炉圧力容器内 の温度	・ 1次冷却材高温側温度計（広域）
			・ 1次冷却材低温側温度計（広域）
		最終ヒートシンクの 確保	・ 蒸気発生器広域水位計
・ 蒸気発生器狭域水位計			
・ 蒸気発生器補助給水流量計			
水源の確保	・ 復水タンク水位計		
b. 空冷式非常用発電装置による電 動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	電源	・ 4-3 (4) A、B、C1、C2、D 母線電圧計
			・ 空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
		最終ヒートシンクの 確保	・ 蒸気発生器広域水位計
			・ 蒸気発生器狭域水位計
・ 蒸気発生器補助給水流量計			
水源の確保	・ 復水タンク水位計		
	操作	-	-

監視計器一覧 (4/6)

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器
1.2.2.2 サポート系機能喪失時の手順等		
(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復		
a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準 最終ヒートシンクの確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ 蒸気発生器蒸気圧力計 ・ 蒸気発生器広域水位計 ・ 蒸気発生器狭域水位計 ・ 蒸気発生器補助給水流量計
	補機監視機能	<ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器外制御用空気母管圧力計
b. 窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準 最終ヒートシンクの確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器外制御用空気母管圧力計 ・ 蒸気発生器蒸気圧力計 ・ 蒸気発生器広域水位計 ・ 蒸気発生器狭域水位計 ・ 蒸気発生器補助給水流量計
	操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)b.「窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。
c. 大容量ポンプを用いた B格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準 最終ヒートシンクの確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ 格納容器外制御用空気母管圧力計 ・ 蒸気発生器蒸気圧力計 ・ 蒸気発生器広域水位計 ・ 蒸気発生器狭域水位計 ・ 蒸気発生器補助給水流量計
	操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.2(2)c.「大容量ポンプを用いたB格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

監視計器一覧 (5 / 6)

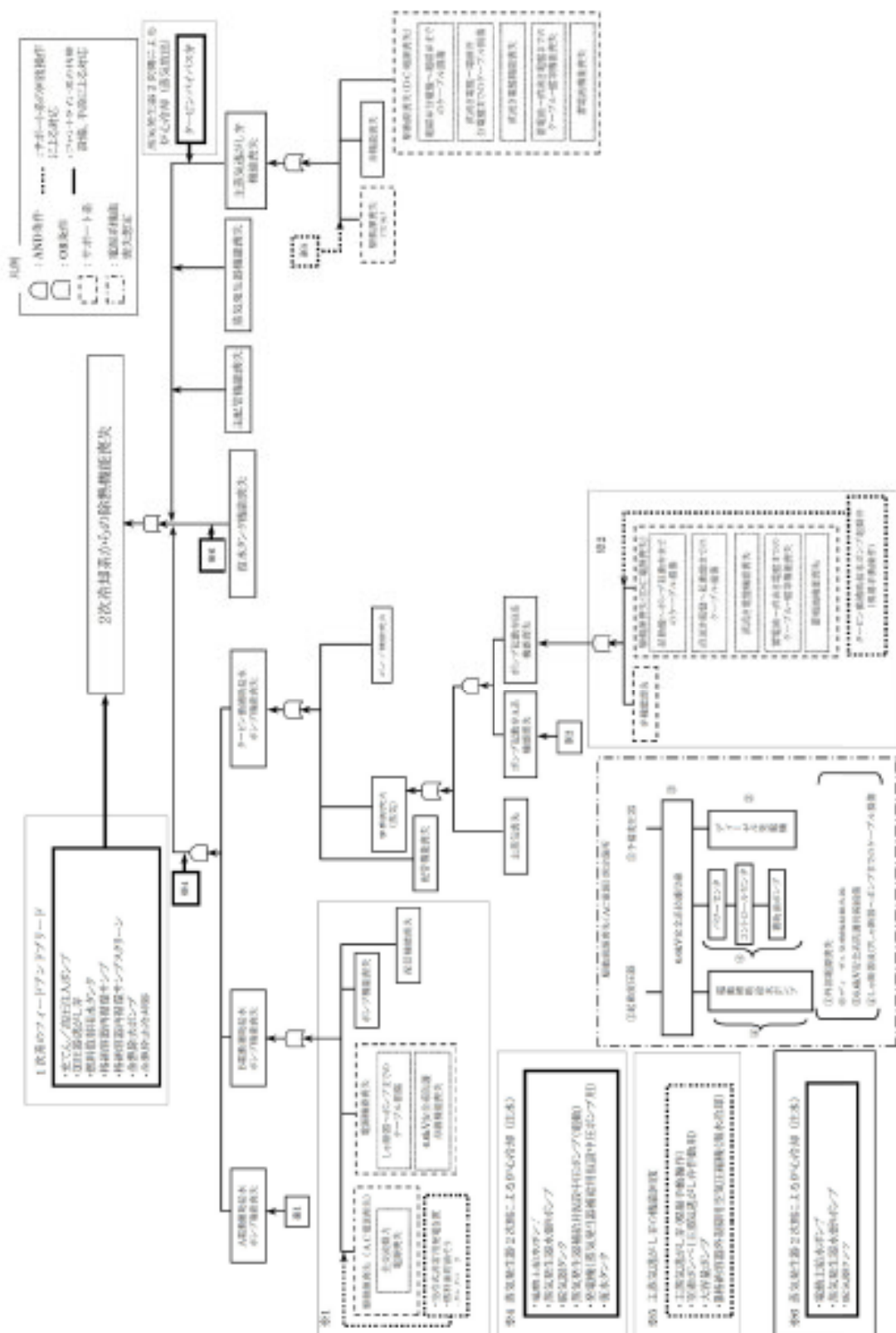
対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.2.2.4 監視及び制御			
(1) 加圧器水位及び蒸気発生器 水位の監視又は推定	判断基準	「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。	
	操作	「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。	
(2) 補助給水ポンプの作動状況 確認	判断基準	最終ヒートシンク の確保	<ul style="list-style-type: none"> ・蒸気発生器広域水位計 ・蒸気発生器狭域水位計
		操作	最終ヒートシンク の確保
	水源の確保		<ul style="list-style-type: none"> ・復水タンク水位計
(3) 加圧器水位 (原子炉水位) の 制御	判断基準	電源	<ul style="list-style-type: none"> ・4-3 (4) A、B、C1、C2、 D母線電圧計
		原子炉圧力容器内 の圧力	<ul style="list-style-type: none"> ・加圧器圧力計
		原子炉圧力容器内 の水位	<ul style="list-style-type: none"> ・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内 への注水量	<ul style="list-style-type: none"> ・A余熱除去流量計 ・恒設代替低圧注水ポンプ出口流量 積算計
	操作	「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.4.2.1(1)a.(b)「恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水」にて整備する。	

監視計器一覧 (6 / 6)

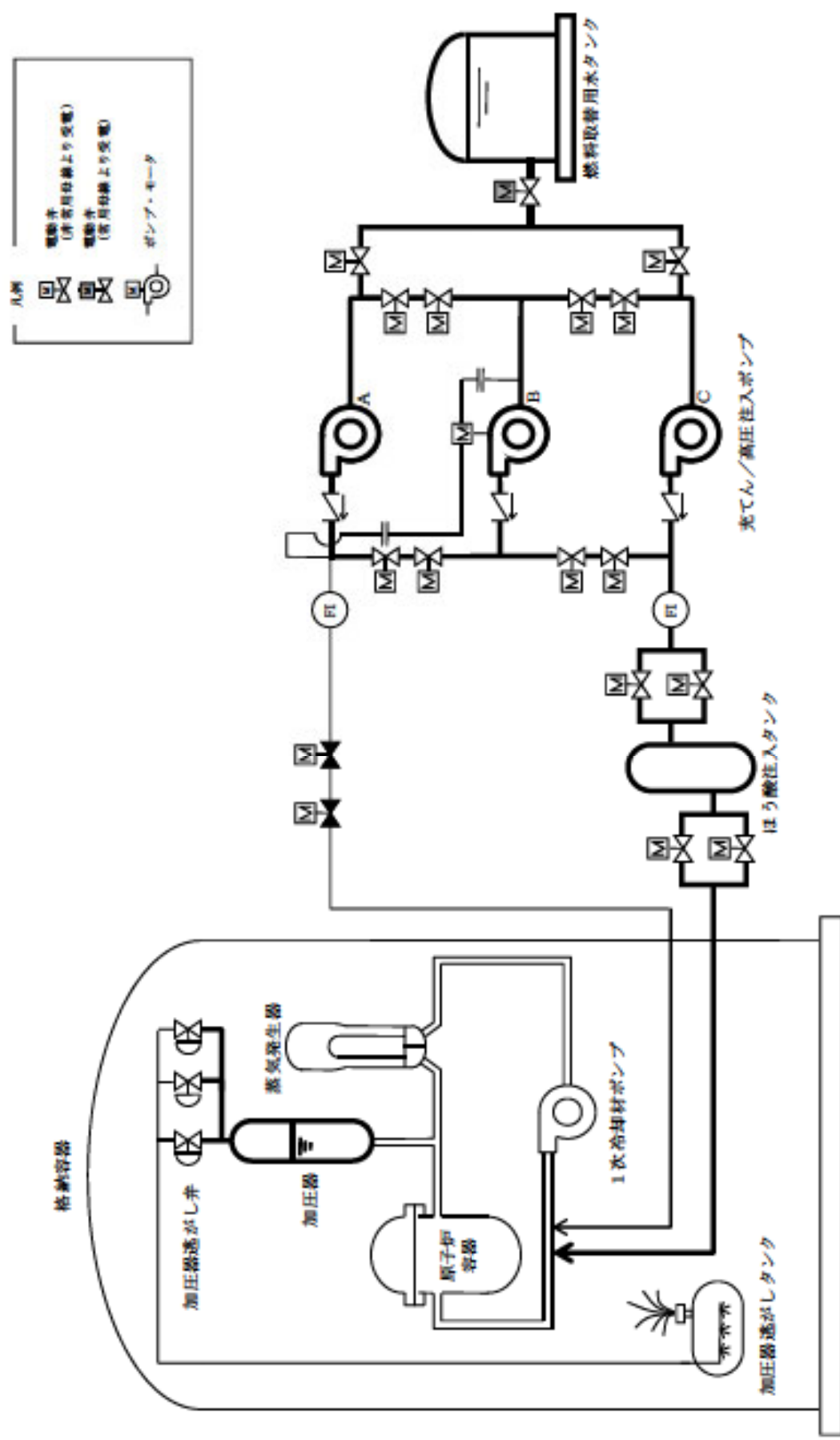
対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器
1.2.2.4 監視及び制御		
(4) 蒸気発生器水位の制御	電源	・ 4-3 (4) A、B、C 1、C 2、 D 母線電圧計
	最終ヒートシンク の確保	・ 蒸気発生器蒸気圧力計
		・ 蒸気発生器広域水位計
		・ 蒸気発生器狭域水位計
	原子炉圧力容器内 の温度	・ 1 次冷却材高温側温度計 (広域)
		・ 1 次冷却材低温側温度計 (広域)
操作	「1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等」のうち、1.3.2.1(3)「蒸気発生器 2 次側による炉心冷却 (蒸気放出)」及び1.2.2.1(2)b.(b)③、1.2.2.2(1)a.(b)⑥にて整備する。	

第1.2.3表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

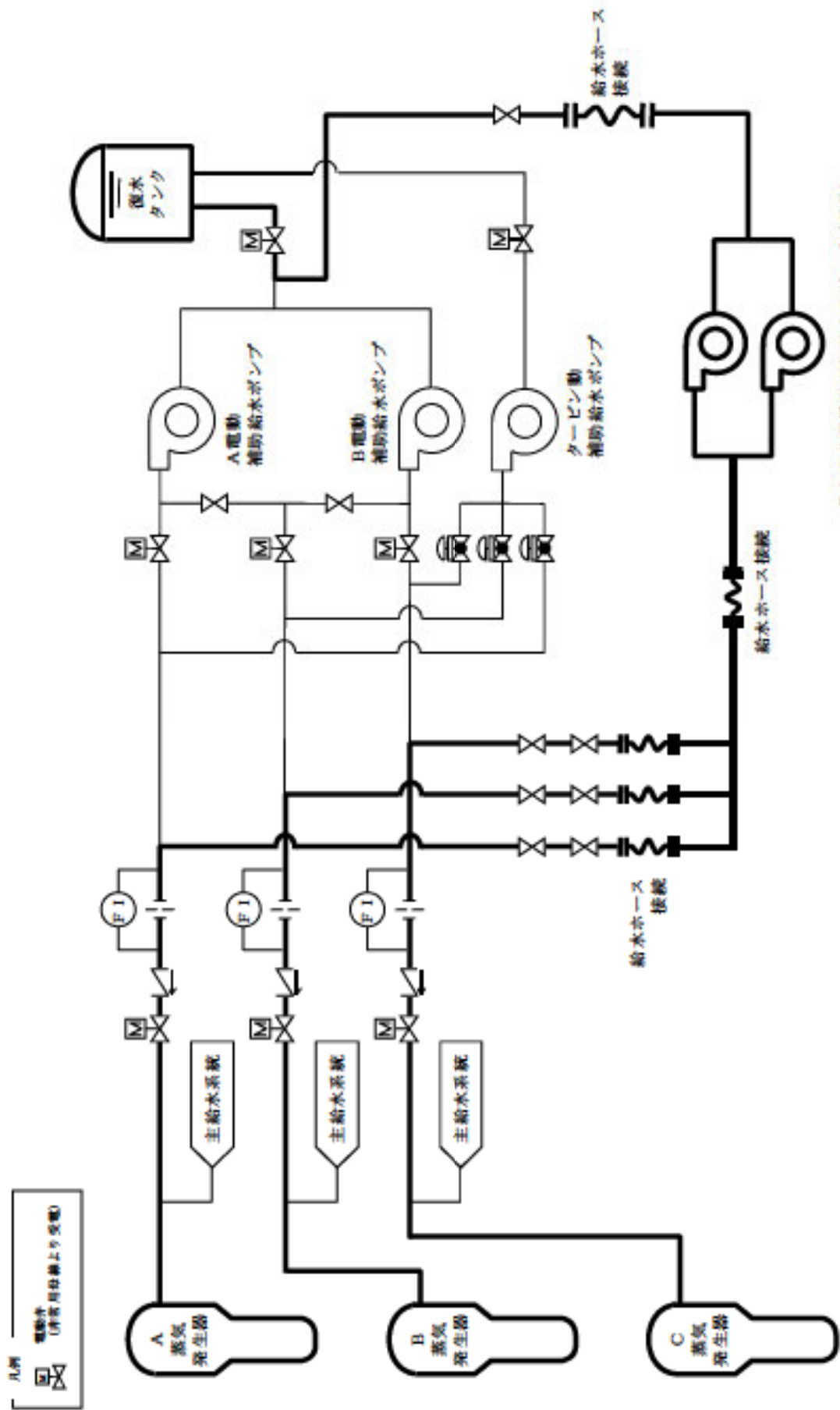
対象条文	供給対象設備	給電元
<p>【1.2】 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等</p>	A 充てん／高圧注入ポンプ	4-3(4) A 非常用高圧母線
	B 1 充てん／高圧注入ポンプ	
	B 2 充てん／高圧注入ポンプ	4-3(4) B 非常用高圧母線
	C 充てん／高圧注入ポンプ	
	A 電動補助給水ポンプ	4-3(4) A 非常用高圧母線
	B 電動補助給水ポンプ	4-3(4) B 非常用高圧母線
	A 主蒸気逃がし弁	A 2 ソレノイド分電盤
	B 主蒸気逃がし弁	B 2 ソレノイド分電盤
	C 主蒸気逃がし弁	A 2 ソレノイド分電盤
	A 加圧器逃がし弁	A 1 ソレノイド分電盤
	B 加圧器逃がし弁	
	C 加圧器逃がし弁	B 1 ソレノイド分電盤
	A 余熱除去ポンプ	4-3(4) A 非常用高圧母線
	B 余熱除去ポンプ	4-3(4) B 非常用高圧母線



第 1.2.1 図 機能喪失原因対策分析



第 1.2.2 図 1 次系のフィードアンドブリード 概略系統



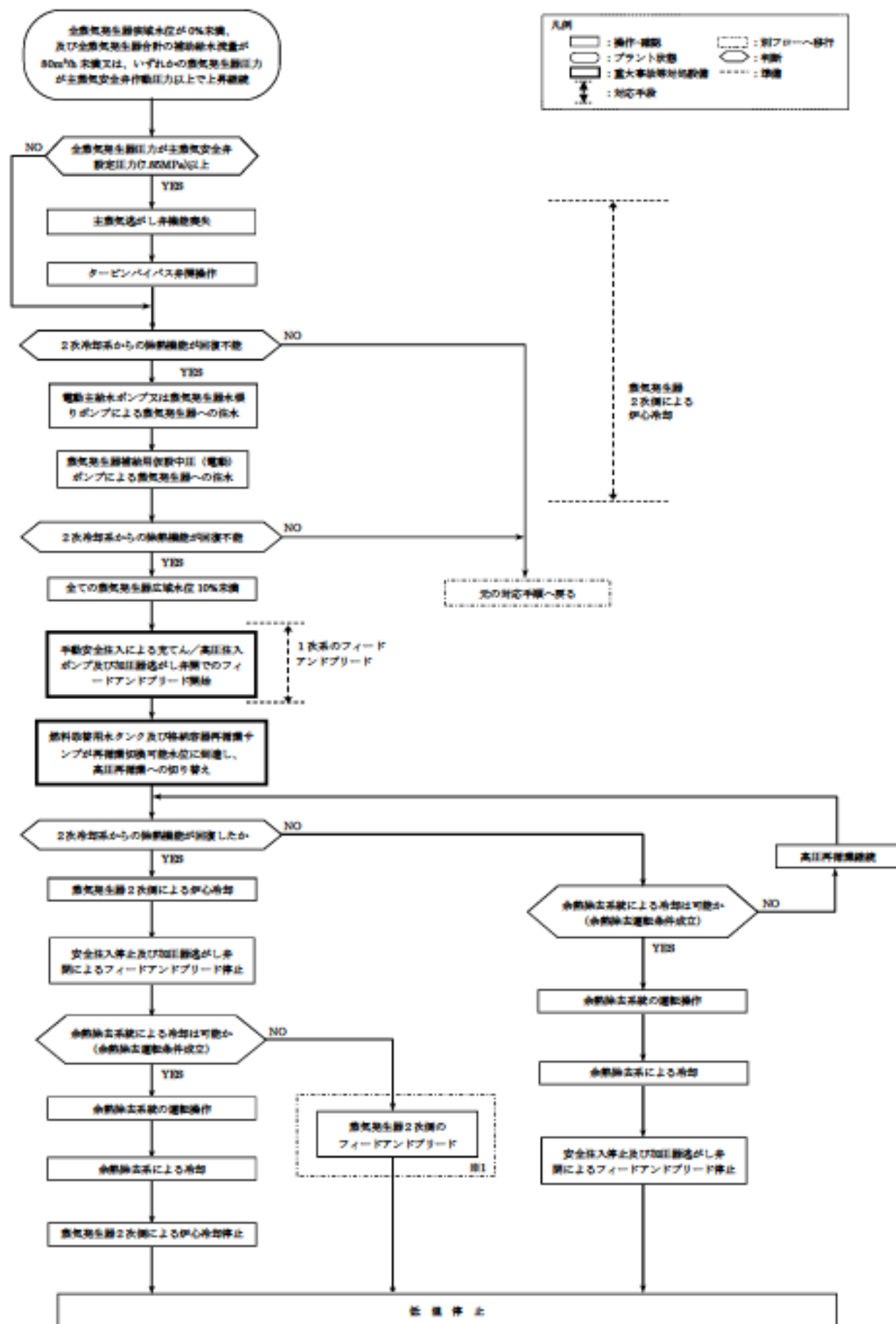
蒸気発生器補助給水仮設中圧ポンプ（電動）

第 1.2.3 図 蒸気発生器補助給水仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水 概略系統

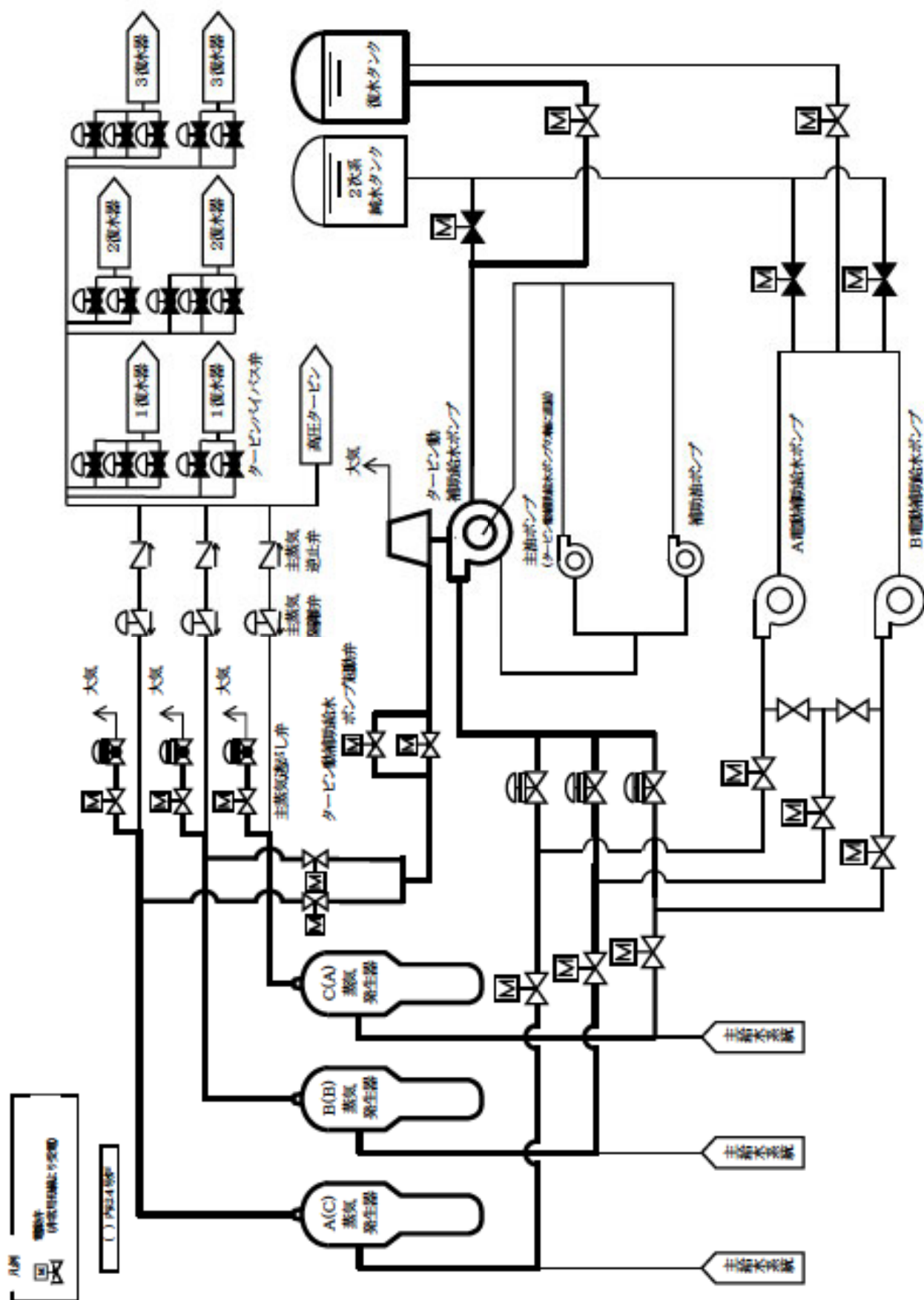
		経過時間(分)											備考				
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110					
手順の項目	要員(数)	▽約60分 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ(電動) による蒸気発生器への注水可能															
蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ(電動)による蒸気発生器への注水	緊急安全対策要員	3															
蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ(電動)による蒸気発生器への注水	緊急安全対策要員	1															

※ 現場移動時間には防護具着用時間を含む。

第1.2.4図 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ(電動)による蒸気発生器への注水 タイムチャート



第1.2.5図 蒸気発生器2次側による炉心冷却機能喪失に対する対応手順
(フロントライン系機能喪失時)



第 1.2.6 図 タービン動補助給水ポンプ起動弁 (現場手動操作) によるタービン動補助給水ポンプの機能回復 概略系統

		経過時間 (分)										備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90			
手順の項目	要員 (数)	要約18分 タービン動補助給水ポンプ起動 (現場手動操作) による タービン動補助給水ポンプの起動開始											
タービン動補助給水ポンプ起動弁 (現場手動操作) によるタービン動補助給水ポンプの機能回復	運転員等 (現場) 2	移動											
		起動前点検・ラインナップ											
		ポンプ起動操作											

※ 現場移動時間には防保護具着脱時間を含む。

第1.2.7図 タービン動補助給水ポンプ起動弁 (現場手動操作) によるタービン動補助給水ポンプの機能回復 タイムチャート

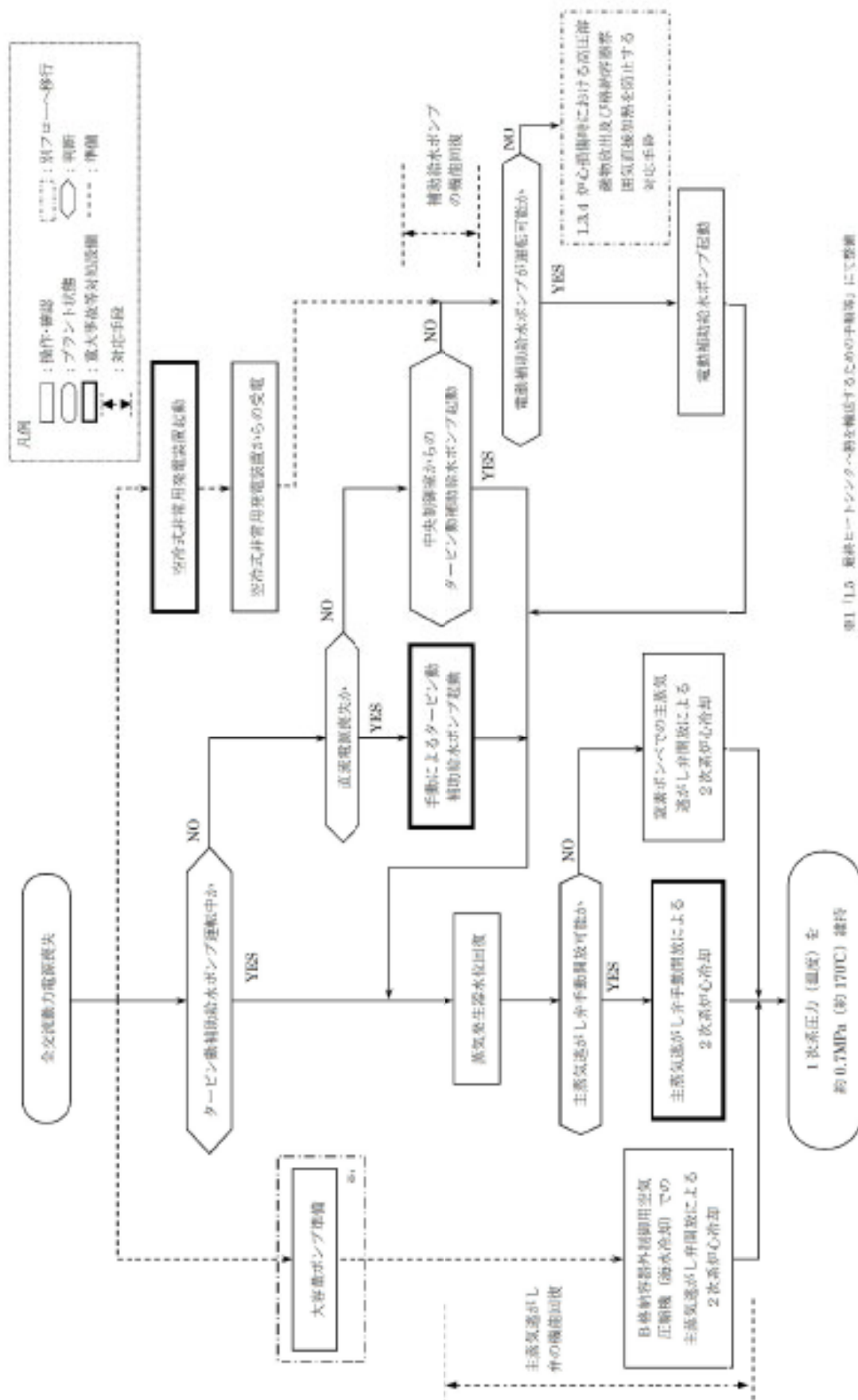


図1 1.3 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための中間系」にて設置

第1.2.8 図 2次冷却系からの徐熱の機能喪失に対する対応手順（サポート系機能喪失時）

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

< 目 次 >

1.3.1 対応手段と設備の選定

- (1) 対応手段と設備の選定の考え方
- (2) 対応手段と設備の選定の結果
 - a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備
 - b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備
 - c. 炉心損傷時における高圧熔融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備
 - d. 蒸気発生器伝熱管破損発生時の対応手段及び設備
 - e. インターフェイスシステム L O C A 発生時の対応手段及び設備
 - f. 手順等

1.3.2 重大事故等時の手順等

1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

- (1) 1次系のフィードアンドブリード
- (2) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）
 - a. 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水
 - b. 電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水
 - c. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水
- (3) 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）
 - a. 主蒸気逃がし弁による蒸気放出
 - b. タービンバイパス弁による蒸気放出
- (4) 加圧器補助スプレイ弁による減圧

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

(6) 優先順位

1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等

(1) 補助給水ポンプの機能回復

- a. タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復
- b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復

(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復

- a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復
- b. 窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復
- c. 大容量ポンプを用いたB格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復

(3) 加圧器逃がし弁の機能回復

- a. 窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復
- b. 可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復
- c. 可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁の機能回復
- d. 空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器による加圧器逃がし弁の機能回復
- e. 大容量ポンプを用いたB格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）による加圧器逃がし弁の機能回復

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

(5) 優先順位

1.3.3 復旧に係る手順

- 1.3.4 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備
- 1.3.5 蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続の手順
- 1.3.6 インターフェイスシステム L O C A 発生時の手順

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

< 要求事項 >

発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「炉心の著しい損傷」を「防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 可搬型重大事故防止設備

a) 常設直流電源系統喪失時において、減圧用の弁（逃がし安全弁（BWRの場合）又は、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁（PWRの場合））を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。

b) 減圧用の弁が空気作動弁である場合、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう可搬型コンプレッサー又は窒素ポンペを整備すること。

c) 減圧用の弁が作動可能な環境条件を明確にすること。

(2) 復旧

a) 常設直流電源喪失時においても、減圧用の弁を作動させ原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、代替電源による復旧手順等が整備されていること。

(3) 蒸気発生器伝熱管破損 (SGTR)

- a) SGTR発生時において、破損した蒸気発生器を隔離すること。隔離できない場合、加圧器逃がし弁を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。(PWRの場合)

(4) インターフェイスシステムLOCA (ISLOCA)

- a) ISLOCA発生時において、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離すること。隔離できない場合、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいを抑制するために、逃がし安全弁(BWRの場合)又は主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁(PWRの場合)を作動させること等により原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作が行えるよう、手順等が整備されていること。

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の減圧機能は、2次冷却系の除熱による減圧機能又は加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する機能である。なお、加圧器逃がし弁による減圧は、2次冷却系の除熱によりサブクール度を確保した上で実施する。2次冷却系の除熱機能が喪失した場合は、充てん/高圧注入ポンプによる原子炉への注水機能を確保した後に加圧器逃がし弁による減圧を実施する。

蒸気発生器伝熱管破損発生時は、破損した蒸気発生器の隔離を行い、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作により1次系と2次系を均圧させることで1次冷却材の漏えいを抑制する。

インターフェイスシステムLOCA発生時は、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作を行うとともに、原子炉冷却材圧力バウンダリの損傷箇所を隔離することで1次冷却材の漏えいを抑制する。

なお、どちらの事象も隔離できない場合は、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で1次冷却材の漏えいを抑制する。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.3.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷を防止するため原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態にある場合には、1次冷却系の減圧が必要である。1次冷却系を減圧するための設計基準事故対処設備として、電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ(以下「補助給水ポンプ」という。)、復水タンク、主蒸気逃がし弁並びに加圧器逃がし弁を設置している。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対する対応手段及び重大事故等対処設備を選定する(第1.3.1図、第1.3.2図)。(以下「機能喪失原因対策分析」という。)

また、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損の防止、蒸気発生器伝熱管破損及びインターフェイスシステムLOCAの対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他に、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備^{※1}を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準(以下「審査基準」という。)だけでなく、設置許可基準規則第四十六条及び技術基準規則第六十一条(以下「基準規則」という。)の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系の機能喪失として、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却に使用する設備又は加圧器逃がし弁の機能喪失を想定する。また、サポート系機能喪失として、全交流動力電源喪失又は常設直流電源系統喪失を想定する。

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対応手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第 1.3.1 表～第 1.3.4 表に示す。

a. フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器 2 次側への注水設備及び蒸気放出設備の機能喪失により蒸気発生器 2 次側による炉心冷却ができない場合は、1 次系のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する手段がある。

1 次系のフィードアンドブリードで使用する設備は以下のとおり。

- ・ 加圧器逃がし弁
- ・ 充てん／高圧注入ポンプ
- ・ 格納容器再循環サンプ
- ・ 格納容器再循環サンプスクリーン
- ・ 余熱除去ポンプ
- ・ 余熱除去冷却器
- ・ 燃料取替用水タンク

蒸気発生器 2 次側への注水設備である補助給水ポンプが故障等により運転できない場合は、常用設備等を使用して蒸気発生器 2 次側へ注水する手段がある。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 電動主給水ポンプ
- ・ 蒸気発生器水張りポンプ
- ・ 脱気器タンク
- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）
- ・ 発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）
- ・ 復水タンク

蒸気発生器 2 次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、常用設備を使用して蒸気発生器 2 次側の蒸気放出を行う手段がある。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する常用設備は以下のとおり。

- ・ タービンバイパス弁

加圧器逃がし弁の故障等により開操作できない場合は、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水、蒸気放出）、加圧器補助スプレイにより 1 次冷却系を減圧する手段がある。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 電動補助給水ポンプ
- ・ タービン動補助給水ポンプ
- ・ 電動主給水ポンプ
- ・ 蒸気発生器水張りポンプ

- ・ 脱気器タンク
- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）
- ・ 発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）
- ・ 復水タンク
- ・ 蒸気発生器

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（蒸気放出）に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 主蒸気逃がし弁
- ・ タービンバイパス弁

加圧器補助スプレイに使用する設備は以下のとおり。

- ・ 加圧器補助スプレイ弁

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、1 次系のフィールドアンドブリードで使用する加圧器逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器及び燃料取替用水タンクは重大事故等対処設備と位置づける。

蒸気発生器 2 次側への注水に使用する電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ、復水タンク及び蒸気発生器は重大事故等対処設備と位置づける。

蒸気発生器 2 次側の蒸気放出に使用する主蒸気逃がし弁は重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、加圧器逃がし弁の機能喪

失時又は蒸気発生器 2 次側による炉心冷却に使用するすべての設備が使用できない場合においても、1 次冷却系の減圧を可能とする。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ 電動主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプ、脱気器タンク

常用母線が健全で、脱気器タンクの保有水があれば、補助給水ポンプの代替手段として有効である。

- ・ 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）、発電機（蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用）、復水タンク

ポンプ吐出圧力が約 3MPa [gage] であるため、1 次冷却材圧力及び温度が低下し、蒸気発生器 2 次側の圧力が低下しないと使用できないが、補助給水ポンプの代替手段として長期的な事故収束のための蒸気発生器への注水手段として有効である。

- ・ タービンバイパス弁

常用母線及び復水器真空度が健全であれば、主蒸気逃がし弁の代替手段として有効である。

- ・ 加圧器補助スプレイ弁

常用母線及び化学体積制御系統の充てんラインが健全であれば、充てん／高圧注入ポンプ起動により 1 次冷却系の減圧が可能であり、加圧器逃がし弁の代替手段として有効である。

b. サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器 2 次側への注水設備である補助給水ポンプの機能が喪失した場合は、タービン動補助給水ポンプの機能を回復さ

せるため、タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）による手段により、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させることで、1次冷却系の減圧を行う手段がある。

また、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置から給電する手段がある。

タービン動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）

電動補助給水ポンプの機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・空冷式非常用発電装置
- ・燃料油貯油そう
- ・タンクローリー

蒸気発生器2次側の蒸気放出設備である主蒸気逃がし弁の機能が喪失した場合は、現場での手動操作、窒素ポンペ及び制御用空気により主蒸気逃がし弁の機能を回復させることで、1次冷却系の減圧を行う手段がある。

主蒸気逃がし弁の機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・主蒸気逃がし弁（現場手動操作）
- ・窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）
- ・大容量ポンプ
- ・B格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）

また、主蒸気逃がし弁が作動可能な環境条件を明確にする。

1次冷却系の減圧設備である加圧器逃がし弁の機能が喪失した場合は、窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）、可搬式空気圧

縮機（加圧器逃がし弁作動用）、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）、可搬式整流器及び制御用空気により加圧器逃がし弁の機能を回復させることで、1次冷却系の減圧を行う手段がある。

加圧器逃がし弁の機能回復に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）
- ・ 可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）
- ・ 可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 可搬式整流器
- ・ 大容量ポンプ
- ・ B格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）
- ・ 燃料油貯油そう
- ・ タンクローリー

また、加圧器逃がし弁が作動可能な環境条件を明確にする。

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）は重大事故等対処設備と位置づける。

電動補助給水ポンプの機能を回復させる手段に使用する設備のうち、空冷式非常用発電装置、燃料油貯油そう及びタンクローリーは重大事故等対処設備と位置づける。

主蒸気逃がし弁の機能を回復させる手段に使用する設備のうち、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）は機能回復のため現場において窒素ポンペを接続するのと同様以上の作業の迅速性及び駆動軸を人力で直接操作することによる操作の確実性を有するため、重大事故等対処設備と位置づける。

加圧器逃がし弁の機能を回復させる手段に使用する設備のうち、窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）、空冷式非常用発電装置、可搬式整流器、燃料油貯油そう及びタンクローリーは重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源又は常設直流電源が喪失しても1次冷却系を減圧するために必要な設備の機能を回復できる。また以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ 窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）

窒素ポンペの容量から使用時間に制限があるものの、事故発生時の初動対応である主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

- ・ 大容量ポンプ、B格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）

大容量ポンプを用いて補機冷却水（海水）を通水するまでに約7.5時間を要するが、B格納容器外制御用空気圧縮機の機能回復により、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁を中央制御室からの遠隔操作が可能となり、運転員等の負担軽減となる。

c. 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備

(a) 対応手段

炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため、加圧器逃がし弁による1次冷却系を減圧する手段がある。

1次冷却系を減圧する設備は以下のとおり。

- ・ 加圧器逃がし弁

(b) 重大事故等対処設備

審査基準及び基準規則の要求により選定した、加圧器逃がし弁を重大事故等対処設備と位置づける。

d. 蒸気発生器伝熱管破損発生時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

蒸気発生器伝熱管破損発生時に、破損蒸気発生器を隔離できない場合、1次冷却材が格納容器外へ漏えいする。格納容器外への漏えいを抑制するため、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する手段がある。

1次冷却系の減圧に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 主蒸気逃がし弁
- ・ 加圧器逃がし弁

(b) 重大事故等対処設備

審査基準の要求により選定した、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁を重大事故等対処設備と位置づける。

e. インターフェイスシステムLOCA発生時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

インターフェイスシステムLOCA発生時に、漏えい箇所を

隔離できない場合、1次冷却材が格納容器外へ漏えいする。格納容器外への漏えいを抑制するため、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する手段がある。

1次冷却系の減圧に使用する設備は以下のとおり。

- ・ 主蒸気逃がし弁
- ・ 加圧器逃がし弁

(b) 重大事故等対処設備

審査基準の要求により選定した、主蒸気逃がし弁及び加圧器逃がし弁を重大事故等対処設備と位置づける。

f. 手順等

上記のa.、b.、c.、d.及びe.により選定した対応手段に係る手順を整備する。また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備を整備する（第1.3.5表、第1.3.6表）。

これらの手順は、発電所対策本部長^{※2}、当直課長、運転員等^{※3}及び緊急安全対策要員^{※4}の対応として蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順等に定める（第1.3.1表～第1.3.4表参照）。

※2 発電所対策本部長：重大事故等発生時における発電所原子力防災管理者及び代行者をいう。

※3 運転員等：運転員及び重大事故等対策要員のうち当直課長の指示に基づき運転対応を実施する要員をいう。

※4 緊急安全対策要員：重大事故等対策要員のうち発電所対策本部長の指示に基づき対応する運転員等以外の要員をいう。

1.3.2 重大事故等時の手順等

1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等

(1) 1次系のフィードアンドブリード

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を用いた 1 次冷却系の減圧機能が喪失した場合、加圧器逃がし弁を用いて 1 次冷却系を減圧する手順を整備する。ただし、この手順は 1 次系のフィードアンドブリードであり、燃料取替用水タンク水を充てん／高圧注入ポンプにより原子炉へ注水し、原子炉の冷却を確保してから加圧器逃がし弁を開操作する。

a. 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等による蒸気発生器への注水機能の喪失によって蒸気発生器水位が低下し、すべての蒸気発生器が除熱を期待できない水位（蒸気発生器広域水位計指示値が 10%未満）になった場合に、原子炉へ注水するために必要な燃料取替用水タンクの水位が確保されている場合。

b. 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(1)「1 次系のフィードアンドブリード」にて整備する。

(2) 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却（注水）

a. 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

加圧器逃がし弁による 1 次冷却系の減圧機能が喪失した場合、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を用いた 1 次冷却系の減圧を行うため、補助給水ポンプの自動起動を確認し、復水タンク水が蒸気発生器へ注水されていることを確認する。この時、補助給水ポンプが運転していなければ、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却による 1 次冷却系の減圧のため、中央制御室から補助給水ポンプを起動

し蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧機能の喪失を1次冷却材圧力等により確認した場合に、すべての補助給水ポンプが運転できず補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されていない場合。また、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.4(2)「補助給水ポンプの作動状況確認」にて整備する。

b. 電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できない場合、脱気器タンク水を常用設備である電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプにより蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプ故障等により、補助給水流量等が確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、蒸気発生器へ注水するために必要な脱気器タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)a.「電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水」にて整備する。

c. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

補助給水ポンプが使用できず、さらに電動主給水ポンプ及び蒸気発生器水張りポンプが使用できない場合に、蒸気発生器圧力が約3MPa〔gage〕まで低下している場合、復水タンク水を蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）により蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

補助給水ポンプの故障等により、補助給水流量等が確認できない場合及び蒸気発生器への注水が喪失した場合に、蒸気発生器へ注水するために必要な復水タンク水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水」にて整備する。

(3) 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却(蒸気放出)

蒸気放出経路の故障等による 2 次冷却系の除熱機能喪失の場合は、タービンバイパス弁の開操作を行う。蒸気放出経路は、多重化及び多様化していること、主蒸気逃がし弁の現場での開操作も可能であることから、その機能がすべて喪失する可能性は低いが、以下の操作を実施することを考慮する。

また、主蒸気逃がし弁を使用して蒸気放出を行う場合は蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。蒸気発生器伝熱管破損の場合は、放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。

なお、蒸気発生器伝熱管破損の徴候が見られた場合においては、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。

a. 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

加圧器逃がし弁による 1 次冷却系の減圧機能が喪失した場合、主蒸気逃がし弁の開を確認し、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却による 1 次冷却系の減圧が開始されていることを確認する。主蒸気逃がし弁が開放していなければ中央制御室にて開操作し、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却及び 1 次冷却系の減圧を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

加圧器逃がし弁による 1 次冷却系の減圧機能の喪失を 1 次冷却材圧力等により確認した場合に、補助給水流量等により、蒸気発生器への注水が確保されている場合。

(b) 操作手順

主蒸気逃がし弁の開操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

b. タービンバイパス弁による蒸気放出

主蒸気逃がし弁による蒸気発生器からの蒸気放出ができない場合、常用設備であるタービンバイパス弁を中央制御室で開操作し、蒸気発生器からの蒸気放出を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁による蒸気放出が蒸気発生器蒸気圧力等にて確認できない場合に、外部電源により常用母線が受電され、2次冷却系の設備が運転中であり復水器真空度が維持されている場合。

(b) 操作手順

タービンバイパス弁の開操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(4) 加圧器補助スプレイ弁による減圧

加圧器逃がし弁の故障等により、1次冷却系の減圧機能が喪失した場合、加圧器補助スプレイ弁を中央制御室で開操作し減圧を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

加圧器逃がし弁の故障等による1次冷却系の減圧機能喪失を1次冷却材圧力等により確認した場合に、充てん／高圧注入ポンプ運転及び燃料取替用水タンク又は体積制御タンクの水位が

確保されている場合。

(b) 操作手順

加圧器補助スプレイ弁の開操作は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

復水タンク、燃料取替用水タンクの枯渇時の補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)のための代替手段及び復水タンクへの供給に係る手順等」、1.13.2.2「炉心注水のための代替手段及び燃料取替用水タンクへの供給に係る手順等」にて整備する。

操作の判断、確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(6) 優先順位

フロントライン系の機能喪失時に、1次冷却系の減圧機能が喪失している場合の減圧手段の優先順位を以下に示す。

蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた減圧時の蒸気発生器への注水は、重大事故等対処設備である電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプを優先する。電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの優先順位は、駆動用の外部電源又はディーゼル発電機が健全であれば電動補助給水ポンプを優先し、代替電源からの給電時は燃料消費量の観点からタービン動補助給水ポンプを優先して使用する。

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水機能が喪失した場合は、多様性拡張設備である電動主給水ポンプ、蒸気発生器水張りポンプ

及び蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水を行う。操作の容易性から電動主給水ポンプを優先し、電動主給水ポンプが使用できなければ蒸気発生器水張りポンプを使用する。

蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）は使用準備に時間を要することから、補助給水ポンプによる注水手段を失った場合に準備を開始し、準備が整った際に他の注水手段がなければ蒸気発生器に注水を行う。

蒸気発生器 2 次側による炉心冷却時の蒸気発生器からの蒸気放出は、重大事故等対処設備である主蒸気逃がし弁を使用する。主蒸気逃がし弁が機能喪失した場合は、タービンバイパス弁を使用する。

上記手段のとおり、蒸気発生器 2 次側による炉心冷却を用いた 1 次冷却系の減圧を優先し、蒸気発生器の除熱機能が喪失した場合は、充てん／高圧注入ポンプによる原子炉への注水と加圧器逃がし弁を開操作し 1 次系のフィードアンドブリードを行う。

1 次系のフィードアンドブリードができない場合は、余熱除去ポンプが運転しており、1 次冷却系の減圧により、蓄圧タンクの注水及び余熱除去ポンプの注水による原子炉の冷却が可能であれば加圧器逃がし弁による 1 次冷却系の減圧を行う。

加圧器逃がし弁機能喪失時は、加圧器補助スプレイ弁を用いて 1 次冷却系の減圧を行う。

以上の対応手順のフローチャートを第 1.3.3 図に示す。

1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等

(1) 補助給水ポンプの機能回復

常設直流電源系統喪失時によりタービン動補助給水ポンプを駆動するために必要なタービン動補助給水ポンプ起動弁の駆動源が喪失した場合に、タービン動補助給水ポンプの機能を回復させるため、現

場でタービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作し、タービン動補助給水ポンプを起動する手順を整備する。

全交流動力電源喪失時は、電動補助給水ポンプの機能を回復させるため、空冷式非常用発電装置により交流電源を確保し、電動補助給水ポンプを起動する手順を整備する。

a. タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復

常設直流電源系統喪失時によりタービン動補助給水ポンプを駆動するために必要なタービン動補助給水ポンプ起動弁の駆動源が喪失した場合、タービン動補助給水ポンプ起動弁を開操作することにより、タービン動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、タービン動補助給水ポンプは、復水タンクから2次系純水タンクへの切り替え又は復水タンクへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。全交流動力電源喪失時において1次冷却系の減温、減圧を行う場合、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気確保のため主蒸気逃がし弁及びタービン動補助給水流量調節弁後弁の開度を調整し、1次冷却系の圧力が1次冷却材ポンプ封水戻りライン逃がし弁吹き止まり圧力まで低下すれば、その状態を保持する。

淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源喪失時タービン動補助給水ポンプの起動ができ

ない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で復水タンクの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.2(1)a.「タービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）によるタービン動補助給水ポンプの機能回復」にて整備する。

b. 空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復

全交流動力電源が喪失した場合、空冷式非常用発電装置により非常用母線を回復させ、電動補助給水ポンプを起動し、復水タンク水を蒸気発生器へ注水する手順を整備する。

なお、電動補助給水ポンプは、復水タンクから2次系純水タンクへの切替え又は復水タンクへの補給により水源を確保し、再循環運転、余熱除去系又は蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードによる原子炉の冷却が可能となるまでの期間、運転を継続する。

淡水又は海水を蒸気発生器へ注水する場合、蒸気発生器器内水の塩分濃度及び不純物濃度が上昇するため、蒸気発生器ブローダウンラインにより排水を行う。

(a) 手順着手の判断基準

空冷式非常用発電装置により非常用母線が回復し、タービン動補助給水ポンプの起動ができない場合において、蒸気発生器への注水が補助給水流量等にて確認できない場合に、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が必要で復水タンクの水位が確保されている場合。

(b) 操作手順

操作手順は、「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.2(1)c.「空冷式非常用発電装置による電動補助給水ポンプの機能回復」にて整備する。

(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失すれば、主蒸気逃がし弁は駆動源喪失により閉止する構造であるため中央制御室からの遠隔による開操作ができなくなる。

これらの駆動源が喪失した場合、主蒸気逃がし弁の機能を回復させ、1次冷却系の減圧を行う手順を整備する。

a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復

主蒸気逃がし弁は、駆動源喪失時に閉止する構造の空気作動弁であるため、駆動源が喪失した場合、弁が閉止するとともに中央制御室からの遠隔操作が不能となる。この場合に現場で手動により主蒸気逃がし弁を開操作することで、蒸気発生器2次側による炉心冷却を用いた1次冷却系を減圧する手順を整備する。

主蒸気逃がし弁による蒸気放出を行う場合は、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認後実施する。蒸気発生器伝熱管破損は放射線モニタ等で確認するが、全交流動力電源が喪失した場合は、放射線モニタが使用できないため、蒸気発生器水位及び圧力により、蒸気発生器伝熱管の破損がないことを確認する。蒸気発生器伝熱管破損の徴候が見られた場合においては、当該蒸気発生器に接続された主蒸気逃がし弁の操作は行わない。なお、蒸気発生器伝熱

管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した際の現場操作時は状況に応じて放射線防護具を着用し、線量計を携帯する。

(a) 手順着手の判断基準

主蒸気逃がし弁の駆動源が喪失し、中央制御室からの開操作ができないことを蒸気発生器蒸気圧力等にて確認した場合に、補助給水流量等により蒸気発生器への注水が確保されている場合。

(b) 操作手順

現場手動開操作による主蒸気逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.4図に、タイムチャートを第1.3.5図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に蒸気発生器2次側による炉心冷却操作を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室で補助給水流量により、タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が実施できていることを確認する。
- ③ 当直課長は、主蒸気隔離を実施した時点から継続して蒸気発生器伝熱管破損がないことを蒸気発生器水位及び圧力により確認する。
- ④ 運転員等は、現場で主蒸気逃がし弁を手動により開操作し、蒸気発生器2次側による炉心冷却を開始する。
- ⑤ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器の圧力低下により蒸気が放出できていることを確認するとともに、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度により原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。また、必要

により、現場にて手動による主蒸気逃がし弁の開度調整を実施する。

- ⑥ 運転員等は、中央制御室で蒸気発生器水位を監視し、水位調整が必要となれば現場の運転員等と連絡を密にし、現場にてタービン動補助給水流量調節弁後弁を手動で操作することで開度を調整し蒸気発生器水位を調整する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場は1ユニット当たり運転員等3名にて作業を実施し、所要時間は約15分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明及び通信設備等を整備する。主蒸気配管室は蒸気の流れにより騒音が発生するが、運転員等は通話装置を用いて、中央制御室と連絡する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

b. 窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失した場合、窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）により駆動源を確保し、主蒸気逃がし弁を操作する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室から遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。また、蒸気発生器伝熱管破損又は主蒸気、主給水配管破断等により現場の環境が悪化した場合でも対応可能である。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気喪失が継続する場合に、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）の開操作後、中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁開操作手順の概要は以下のとおり。概略系統を第 1.3.6 図に、タイムチャートを第 1.3.7 図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の開操作を指示する。
- ② 運転員等は、現場で主蒸気逃がし弁用窒素マニホールドより、主蒸気逃がし弁へ窒素を供給できるように系統構成を行う。
- ③ 運転員等は、現場で窒素マニホールドの減圧弁を調整し、配管を充気するとともに、必要設定圧力^{※5}に調整する。
- ④ 運転員等は中央制御室で主蒸気逃がし弁の開度調整操作により1次冷却材圧力及び1次冷却材温度を調整し、原子炉が冷却状態にあることを継続して確認する。

※5 窒素ポンペの設定圧力は、主蒸気逃がし弁の動作に必要な設計圧力0.54MPa〔gage〕に余裕を見た圧力としている。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、

現場は1ユニット当たり運転員等2名にて作業を実施し、所要時間は約34分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明及び通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

c. 大容量ポンプを用いたB格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復

全交流動力電源が喪失した場合、大容量ポンプを用いてB格納容器外制御用空気圧縮機へ補機冷却水（海水）を通水して制御用空気系を回復し、主蒸気逃がし弁の機能を回復する手順を整備する。

この手順は、主蒸気逃がし弁（現場手動操作）に対して中央制御室からの遠隔操作を可能とすることで、運転員等の負担軽減を図る。

なお、中央制御室からの遠隔操作による主蒸気逃がし弁の開度調整は必須ではなく、これらの対応に期待しなくても炉心の著しい損傷を防止できる。

(a) 手順着手の判断基準

制御用空気喪失時等に主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

大容量ポンプを用いたB格納容器外制御用空気圧縮機の補機冷却水（海水）通水により制御用空気系統を回復する手順は、

「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.2(2)c.「大容量ポンプを用いたB格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備

する。

B格納容器外制御用空気圧縮機は、中央制御室からの遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

主蒸気逃がし弁の開操作は、1.3.2.2(2)b.(b)④と同様。

(3) 加圧器逃がし弁の機能回復

制御用空気が喪失すれば、加圧器逃がし弁は駆動源喪失により閉止する構造であるため中央制御室からの遠隔による開操作が不能となる。

これらの駆動源が喪失した場合、加圧器逃がし弁の機能を回復させ、1次冷却系の減圧を行う手順を整備する。

a. 窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は、駆動源喪失時に閉止する構造の空気作動弁であり、全交流動力電源喪失により格納容器外制御用空気圧縮機が停止し、制御用空気が喪失した場合は開操作が不能となる。加圧器逃がし弁の機能回復（駆動用空気回復）として、窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）を空気配管に接続し、中央制御室からの操作による1次冷却系を減圧する手順を整備する。

窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）は、想定される重大事故等が発生した場合の格納容器内圧力においても加圧器逃がし弁が確実に作動する^{※6}容量及び圧力のポンペを配備している。

なお、加圧器逃がし弁1回の動作に必要な窒素量は、ポンペ容量に対し少量であり、事故時の操作回数も少ないことから、事象収束まで必要な量を十分に確保する。

※6 窒素ポンペの設定圧力は、加圧器逃がし弁設計圧力0.54MPa〔gage〕及び有効性評価における原子炉容器破損

前の格納容器圧力0.283MPa〔gage〕を考慮し、余裕を見て0.83MPa〔gage〕としている。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時において、1次冷却材圧力等により加圧器逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.8図にタイムチャートを第1.3.9図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁への窒素供給の準備作業と系統構成を指示する。
- ② 運転員等は、現場で窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）の使用準備を行い、窒素を供給するための系統構成を行う。
- ③ 運転員等は、現場で他の系統と連絡する弁の閉止を確認後、窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）より窒素を供給し、加圧器逃がし弁の空気供給配管に充気する。充気が完了すれば、加圧器逃がし弁へ窒素を供給する。
- ④ 当直課長は、窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）による窒素供給が完了し、加圧器逃がし弁による減圧が可能となったことを確認する。

加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場は1ユニット当たり運転員等2名にて作業を実施し、所要時間は約35分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明及び通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

b. 可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は駆動源喪失時に閉止する構造の空気作動弁であり、全交流動力電源喪失により格納容器外制御用空気圧縮機が停止し、制御用空気が喪失した場合は開操作が不能となる。加圧器逃がし弁の機能回復（駆動用空気回復）として、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）を空気配管に接続し、中央制御室からの操作による1次冷却系を減圧する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復ができない場合に、加圧器逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.10図にタイムチャートを第1.3.11図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁への代替空気供給の準備作業、系統構成及び制御用空

気系統への接続を指示する。

- ② 運転員等は、現場で可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）の使用準備を行い、代替空気を供給するための系統構成及び制御用空気系統への接続を行う。
- ③ 当直課長は、運転員等に可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）の起動及び加圧器逃がし弁への代替空気供給を指示する。
- ④ 運転員等は、現場で他の系統と連絡する弁の閉止を確認後、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）を起動し、代替空気を加圧器逃がし弁へ供給する。
- ⑤ 当直課長は、可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による代替空気供給が完了し、加圧器逃がし弁により1次冷却系の減圧が可能となったことを確認する。
加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高压熔融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場は1ユニット当たり運転員等2名にて作業を実施し、所要時間は約35分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明及び通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

c. 可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は、駆動電源喪失時に閉止する構造の空気作動弁

であるため、常設直流電源が喪失した場合は、電磁弁が作動せず開操作が不能となる。そのため、加圧器逃がし弁機能回復（直流電源回復）として、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）により直流電源を供給し、加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する手順を整備する。

可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）は、想定される重大事故等が発生した場合の格納容器内圧力においても加圧器逃がし弁が確実に作動する^{※7}電源容量のバッテリーを配備している。なお、加圧器逃がし弁用電磁弁消費電力は、バッテリー容量に対し少量であり、事象収束まで必要な量を十分に確保する。

※7 有効性評価における加圧器逃がし弁開放時間5時間の間、給電できる容量187.5Whを考慮し、余裕を見て780Whの容量のバッテリーとしている。

(a) 手順着手の判断基準

常設直流電源喪失時において、1次冷却材圧力等により加圧器逃がし弁を中央制御室から開操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁の機能回復手順の概要は以下のとおり。概略系統を第1.3.12図に、タイムチャートを第1.3.13図に示す。

- ① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等へ加圧器逃がし弁への可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による電源供給の準備作業を指示する。
- ② 運転員等は、現場で加圧器逃がし弁の常設直流電源を隔離する。
- ③ 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき発電所対策本

部長へ加圧器逃がし弁への可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による電源供給の準備作業と系統構成を指示する。

- ④ 発電所対策本部長は、緊急安全対策要員に加圧器逃がし弁への可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による電源供給の準備作業と系統構成を指示する。
- ⑤ 緊急安全対策要員は、現場で可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）を電磁弁分電盤に接続する。
- ⑥ 発電所対策本部長は、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による電源供給の準備が完了すれば当直課長へ連絡する。
- ⑦ 当直課長は、運転員等に可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による電源供給を指示する。
- ⑧ 運転員等は現場で可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による電源供給を開始する。
- ⑨ 当直課長は、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による電源供給が完了し、1次冷却系の減圧が可能となったことを確認する。

加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名、現場は1ユニット当たり運転員等1名及び緊急安全対策要員2名にて作業を実施し、所要時間は約41分と想定する。

円滑に作業ができるように移動経路を確保し、可搬型照明及び通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

d. 空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器による加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は、駆動電源喪失時に閉止する構造の空気作動弁であるため、常設直流電源が喪失した場合は、電磁弁が作動せず開操作が不能となる。そのため、加圧器逃がし弁機能回復（直流電源回復）として、空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器により直流電源を供給し、中央制御室からの操作による1次冷却系を減圧する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に、常設蓄電池が機能喪失した場合又は24時間以内に交流動力電源が復旧する見込みがない場合かつ加圧器逃がし弁を中央制御室から開操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高压溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。

e. 大容量ポンプを用いたB格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）による加圧器逃がし弁の機能回復

加圧器逃がし弁は駆動源喪失時に閉止する構造の空気作動弁であり、全交流動力電源喪失により格納容器外制御用空気圧縮機が停止し、制御用空気が喪失した場合は開操作ができなくなる。そのため、全交流動力電源が喪失した場合に、大容量ポンプを用いてB格納容器外制御用空気圧縮機へ補機冷却水（海水）を通水して制御用空気系を回復し、中央制御室からの操作による1次冷却系を減圧す

る手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源が喪失した場合において、長期的に制御用空気圧縮機の起動が必要と判断し、補機冷却水（海水）が供給されている場合で、かつ加圧器逃がし弁を中央制御室から開操作する必要がある場合。

(b) 操作手順

大容量ポンプを用いたB格納容器外制御用空気圧縮機の補機冷却水（海水）通水により制御用空気系統を回復する手順は、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.2(2)c.「大容量ポンプを用いたB格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。

B格納容器外制御用空気圧縮機は、中央制御室での遠隔操作が可能であり、通常の運転操作により対応する。

加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高压溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。

(4) その他の手順項目にて考慮する手順

復水タンクへの補給手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」のうち、1.13.2.1「蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)のための代替手段及び復水タンクへの供給に係る手順等」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の代替電源に関する手順、又は常設直流電源系統喪失時の代替電源確保等に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.1(1)「空冷式非常用発電装置によ

る代替電源（交流）の給電」、1.14.2.2(2)「可搬式整流器による代替電源（直流）からの給電」にて整備する。

空冷式非常用発電装置の燃料補給の手順は1.14.2.4(1)「空冷式非常用発電装置等への燃料（重油）補給」にて整備する。

操作の判断、確認に係る計装設備に関する手順は「1.15 事故時の計装に関する手順等」のうち、1.15.2「重大事故等時の手順等」にて整備する。

(5) 優先順位

原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の状態において、サポート系機能喪失時に、原子炉の冷却機能が喪失した場合の冷却手段として、以上の手段を用いて炉心の著しい損傷を防止する。これらの冷却手段の優先順位を以下に示す。

全交流動力電源が喪失すると電動補助給水ポンプが起動できなくなる。さらに、常設直流電源系統が喪失すればタービン動補助給水ポンプが起動できなくなるため、重大事故等対処設備であるタービン動補助給水ポンプ起動弁（現場手動操作）にてタービン動補助給水ポンプ起動操作を行う。

空冷式非常用発電装置からの給電により非常用母線が復旧すれば、電動補助給水ポンプの運転が可能となるが、空冷式非常用発電装置の燃料消費量削減の観点から、タービン動補助給水ポンプを使用できる間は、電動補助給水ポンプは起動せず後備の設備として待機させる。タービン動補助給水ポンプが運転できない場合又は低温停止に移行させる場合は、電動補助給水ポンプにより蒸気発生器2次側へ注水を行う。

補助給水の機能が回復すれば、主蒸気逃がし弁を現場にて手動により開操作する。補助給水の機能が回復していない場合において、主蒸気逃がし弁の開操作による蒸気放出を実施すると蒸気発生器の保

有水の減少が早まるため、タービン動補助給水ポンプの起動操作による蒸気発生器への注水を優先して実施する。

主蒸気逃がし弁による2次冷却系からの除熱は、現場での手動による主蒸気逃がし弁開操作により行う。また、その後制御用空気の喪失が継続する場合において、主蒸気逃がし弁を中央制御室から遠隔で操作する必要がある場合は、窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の開操作を行う。なお、長期的に中央制御室からの遠隔操作が必要でかつ大容量ポンプを用いたB格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）が運転可能となった場合は、制御用空気系統を回復し主蒸気逃がし弁の開操作を行う。

なお、全交流動力電源が喪失し、補助給水による蒸気発生器への注水機能が回復しない場合にも対応するため、高圧熔融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため加圧器逃がし弁の開操作準備を行う。

加圧器逃がし弁の機能回復として、制御用空気喪失の場合は現場で重大事故等対処設備である窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）により窒素供給操作を行う。乾燥空気に条件に近い窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）による窒素供給操作ができない場合は、可搬式空気圧縮機による空気供給操作を行う。なお、長期的に中央制御室からの遠隔操作が必要でかつ大容量ポンプを用いたB格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）が運転可能となった場合は、制御用空気系統を回復し加圧器逃がし弁の開操作を行う。

また、常設直流電源が喪失している場合は、現場で重大事故等対処設備である可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）により給電操作を行う。なお、全交流動力電源喪失時に、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）及び常設蓄電池が機能喪失した場合又は24時間以内に交流動力電源が復旧する見込みがない場合は、空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器により給電操作を行う。上記の操作については、機能喪

失に至る要因が異なり、それぞれの機能回復のための操作を同時には実施しないと想定できるため相互の対応操作間に影響はない。

なお、制御用空気及び直流電源の両方が喪失した場合には、代替空気にて駆動用空気を回復した後、電磁弁を動作させるため代替直流電源設備により直流電源を回復する。

タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次冷却系からの除熱による減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作は、対応する要員及び操作する系統が異なるため、相互の対応操作間に影響はない。

以上の対応手順のフローチャートを第1.3.14図に示す。

1.3.3 復旧に係る手順

常設直流電源喪失時において、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）により加圧器逃がし弁へ給電することで中央制御室からの遠隔操作が可能である。その手順は1.3.2.2(3)c.(b)と同様。

常設直流電源喪失時の代替電源確保等に関する手順等は「1.14 電源の確保に関する手順等」のうち、1.14.2.2「代替電源（直流）の供給手順等」にて整備する。

1.3.4 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備

炉心損傷時に原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧状態である場合において、高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱による格納容器破損を防止するため、加圧器逃がし弁により1次冷却系を減圧する。

(1) 手順の判断基準

炉心損傷時、1次冷却材圧力が2.0MPa〔gage〕以上の場合。

(2) 操作手順

炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する手順は以下のとおり。対応手順のフローチャートを第1.3.15図に示す。

- ① 当直課長は、炉心出口温度及び格納容器内高レンジエリアモニタの指示値により、炉心が損傷したことを確認する。
- ② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員等に加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧を指示する。
- ③ 運転員等は中央制御室で1次冷却材圧力を確認し、2.0MPa〔gage〕以上である場合、加圧器逃がし弁を開操作し1次冷却系の減圧を開始する。
- ④ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材圧力が2.0MPa〔gage〕未満まで減圧したことを確認する。

(3) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等1名で実施する。

操作については、中央制御室で通常の運転操作にて対応する。

1.3.5 蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続の手順

蒸気発生器伝熱管破損発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失し、1次冷却材の格納容器外への漏えいが生じる。したがって、漏えい量を抑制するための早期の1次冷却系の減温、減圧を行う必要がある。

破損側蒸気発生器を1次冷却材圧力、蒸気発生器の圧力、水位、高感度型主蒸気管モニタ等の指示値から判断し、破損側蒸気発生器を隔離する。

破損側蒸気発生器の隔離完了後、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作及び加圧器逃がし弁による減圧操作で1次冷却系と破損蒸気発生器2次側の圧力を均圧させることで、1次冷却材の蒸気発生器2次側への漏えいを抑制する。

全交流動力電源喪失発生時においては、高感度型主蒸気管モニタ等による監視が不能となるが、破損側蒸気発生器は1次冷却材圧力、蒸気発生器の圧力及び水位の指示値により判断する。

また、破損側蒸気発生器の隔離ができない場合においても、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による原子炉の冷却及び1次冷却系の減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で1次冷却系を減圧することにより1次冷却材の蒸気発生器2次側への漏えいを抑制する。

(1) 手順着手の判断基準

1次冷却材圧力の低下、破損側蒸気発生器水位、圧力の上昇等により蒸気発生器伝熱管破損発生と判断した場合。

また、破損側蒸気発生器の隔離完了後に破損側蒸気発生器圧力の低下が継続していることにより破損側蒸気発生器の隔離失敗と判断した場合。

(2) 操作手順

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の減圧が継続した場合の手順は以下のとおり。タイムチャートを第1.3.16図に、フローチャートを第1.3.17図に示す。

- ① 当直課長は、原子炉の自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号の作動による高圧注入系、低圧注入系及び電動補助給水ポンプ等の自動作動を確認する。
- ② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器を判定し、運転員等に破損

側蒸気発生器の隔離を指示する。

- ③ 運転員等は、中央制御室で破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉止及びタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作等を行い、破損側蒸気発生器を隔離する。主蒸気隔離弁閉操作後、運転員等は現場で主蒸気隔離弁の増し締め操作を実施する。
- ④ 当直課長は、破損側蒸気発生器の隔離完了後に破損側蒸気発生器圧力を確認する。破損側蒸気発生器の圧力の低下が継続していることにより、破損側蒸気発生器の隔離失敗と判断し、運転員等に健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁開操作による1次冷却系の減温、減圧開始を指示する。
- ⑤ 運転員等は、中央制御室で健全側主蒸気逃がし弁を全開とし蒸気発生器2次側による炉心冷却を開始する。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室及び現場で1次系純水タンク、ほう酸タンク及び2次系純水タンク等を水源として、燃料取替用水タンクへの補給を開始する。
- ⑦ 当直課長は、安全注入停止条件を早期に確立し、1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、運転員等に1次冷却系の減圧を指示する。
- ⑧ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁を開操作し、1次冷却系の減圧を開始する。
- ⑨ 運転員等は、中央制御室で破損側蒸気発生器2次側への漏えい量抑制のため、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。
- ⑩ 当直課長は、安全注入停止条件を確認し、運転員等に充てん／高圧注入ポンプによる注水を安全注入から充てんによる原子炉への注水に切り替えるよう指示する。
- ⑪ 運転員等は、中央制御室で安全注入から充てんによる原子炉への注水に切り替える。

- ⑫ 運転員等は、余熱除去系の運転条件を満足していることを確認し、長期的に余熱除去系による冷却を行う。

(3) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等2名、現場は1ユニット当たり運転員等2名にて作業を実施する。

円滑に作業ができるように、移動経路を確保し、可搬型照明及び通信設備等を整備する。作業環境の周囲温度は通常運転状態と同程度である。

1.3.6 インターフェイスシステムLOCA発生時の手順

インターフェイスシステムLOCA発生時は、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失し、1次冷却材の格納容器外への漏えいが生じる。したがって、漏えい量を抑制するため早期の1次冷却系の減温、減圧及び保有水量を確保するための原子炉への注水が必要となる。

格納容器外への1次冷却材の漏えいを停止するため、破損箇所を早期に発見し隔離する。

隔離できない場合、主蒸気逃がし弁による冷却、減圧操作と加圧器逃がし弁による減圧操作で1次冷却系を減圧することにより1次冷却材の漏えい量を抑制する。

低温停止に移行する場合、余熱除去系による原子炉の冷却が困難であれば、蒸気発生器2次側のフィードアンドブリードにより原子炉を冷却する。

化学体積制御系統から1次冷却材が格納容器外へ漏えいした場合においてもインターフェイスシステムLOCAと同様の徴候を示すが、対応手順は設計基準事故の対象として整備している。

(1) 手順着手の判断基準

1次冷却材圧力、加圧器水位の低下、余熱除去ポンプ出口圧力上昇等により余熱除去系への漏えいによるインターフェイスシステムLOCAの発生を判断した場合。

(2) 操作手順

格納容器外で1次冷却材の漏えいが生じた場合の手順は以下のとおり。タイムチャートを第1.3.18図に、フローチャートを第1.3.19図に示す。

- ① 当直課長は、原子炉の自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号の作動による高圧注入系、低圧注入系及び電動補助給水ポンプ等の自動作動を確認する。
- ② 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき格納容器外で余熱除去系の漏えいによるインターフェイスシステムLOCAの発生を判断し、運転員等に、破損箇所の隔離等を指示する。
- ③ 運転員等は、中央制御室で余熱除去ポンプを全台停止する。また、中央制御室及び現場で燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために、燃料取替用水タンクと余熱除去系の隔離を行う。1次冷却系の保有水量低下を抑制するために、1次冷却系と余熱除去系の隔離を行う。
- ④ 運転員等は、中央制御室及び現場で1次系純水タンク、ほう酸タンク及び2次系純水タンク等を水源として、燃料取替用水タンクへの補給を行う。
- ⑤ 当直課長は、余熱除去系の破損箇所の隔離ができない場合、運転員等に主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧を指示する。
- ⑥ 運転員等は、中央制御室で主蒸気逃がし弁を開操作し、1次冷却材圧力及び1次冷却材温度により、1次冷却系が減温、減圧

できていることを確認する。

- ⑦ 当直課長は、安全注入停止条件を早期に確立すること及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、運転員等に加圧器逃がし弁開による1次冷却系の減圧を指示する。
- ⑧ 運転員等は、中央制御室で加圧器逃がし弁を開操作し、1次冷却材圧力により1次冷却系が減圧できていることを確認する。
- ⑨ 運転員等は、中央制御室で1次冷却材圧力が約0.6MPa〔gage〕に下がった場合又は安全注入停止条件が満足していることを確認した場合は、蓄圧タンク出口弁を閉止する。
- ⑩ 運転員等は、中央制御室で安全注入停止条件を満足していることを確認し、充てん／高圧注入ポンプによる注水を安全注入から充てんによる原子炉への注水に切り替える。
- ⑪ 運転員等は、現場で破損側余熱除去系の弁を閉止することにより隔離を行い、余熱除去系からの漏えいを停止する。
- ⑫ 運転員等は、中央制御室で主蒸気逃がし弁及び電動補助給水ポンプにより、蒸気発生器を用いた冷却が可能であることを確認し、長期的に蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。

(3) 操作の成立性

上記の対応は中央制御室にて1ユニット当たり運転員等2名、現場は1ユニット当たり運転員等3名で作業を実施する。

インターフェイスシステムLOCA発生時において、現場での隔離操作は、アクセスルート及び操作場所の環境性等を考慮して、遠隔駆動機構である窒素ポンベ（余熱除去ポンプ入口弁作動用）を用いて行う。

窒素ポンベ（余熱除去ポンプ入口弁作動用）による操作場所及び操作場所への通路部をインターフェイスシステムLOCAにより漏えいが発生する機器の影響を受けない建屋とし、溢水影響がないよ

うにする。室温は漏えいの影響を受けないことから通常運転状態と同程度である。

また、インターフェイスシステムLOCA発生時は格納容器内外のパラメータ等によりインターフェイスシステムLOCAと判断するが、余熱除去系は原子炉補助建屋内において各部屋が分離されているため、漏水検知器、監視カメラ及び火災報知器により、漏えい場所を特定するための参考情報の入手及び原子炉補助建屋の状況を確認することが可能である。

第 1.3.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順
(フロントライン系機能喪失時) (1/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設備分類※6	整備する手順書	手順の分類	
フロントライン系機能喪失時	電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は復水タンク※2又は主蒸気過し弁	1次系のフィードアンドブリード※3	加圧器過し弁※4	重大事故等対応設備	a,b	1次系のフィードアンドブリードによる炉心冷却の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			充てん/高圧注入ポンプ※4				
			格納容器再循環サンブ				
			格納容器再循環サンブスクリーン				
			余熱除去ポンプ※4※5				
			余熱除去冷却器※5				
	燃料取替用水タンク	各機件拡張設備	電動主給水ポンプ	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書		
	蒸気発生器水張りポンプ		蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書			
	脱気器タンク						
電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ又は復水タンク※2	蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)	蒸気発生器補給用(仮設中圧ポンプ(電動))※3	蒸気発生器補給用(仮設中圧ポンプ)による蒸気発生器への注水の手順	S A所連※1			
		発電機(蒸気発生器補給用(仮設中圧ポンプ用))					
		復水タンク					
主蒸気過し弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却(蒸気放注)※3	タービンバイパス弁	蒸気発生器の除熱機能を維持又は代替する手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書			

※1 : 「高圧発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所連」

※2 : 手順は「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。

※3 : 手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウングリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

※4 : ディーゼル発電機等により給電する。

※5 : 1次系のフィードアンドブリード停止後の余熱除去運転による炉心冷却操作に使用する。

※6 : 重大事故対策において用いる設備の分類

a : 当該条文中に適合する重大事故等対応設備 b : 37条に適合する重大事故等対応設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対応設備

第 1.3.1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
(フロントライン系機能喪失時) (2/2)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備	設備分類※4	整備する手順書	手順の分類	
フロントライン系機能喪失時	加圧器逃がし弁	蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)	電動補助給水ポンプ※3	重大事故等 対処設備	ab	蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
			タービン動補助給水ポンプ				
			復水タンク				
			蒸気発生器	多様性拡張設備			
			電動主給水ポンプ				
			蒸気発生器水張りポンプ				
			脱気器タンク				
			蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ(電動)※2				
			発電機(蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ用)				
		復水タンク	重大事故等 対処設備	ab	蒸気発生器2次側による炉心冷却(注水)の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書 SA所連※1	
		主蒸気逃がし弁					
		タービンバイパス弁					
加圧器補助スプレイ	加圧器補助	多様性拡張設備	ab	加圧器逃がし弁による1次系減圧機能を維持又は代替する手順			

※1:「高浜発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための活動に関する所連」

※2: 手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウングリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

※3: ディーゼル発電機等により給電する。

※4: 重大事故対策において用いる設備の分類

a: 当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b: 37条に適合する重大事故等対処設備 c: 自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.3.2 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順
(ナポート系機能喪失時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備	設備分類※6	整備する手順書	手順の分類										
ナポート系機能喪失時	タービン駆動補助給水ポンプ 直流電源	補助給水ポンプの機能回復	タービン駆動補助給水ポンプ起動弁 (現場手動操作) ※2	重大事故等 対処設備	a	補助給水ポンプ機能回復の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書									
			電動補助給水ポンプ 全交流動力電源					空冷式非常用発電装置※5 燃料供給装置※4 タンクローリー※4	a	空冷式非常用発電装置 燃料供給の手順	S A所達※1					
			主蒸気逃がし弁 全交流動力電源 (後継用空気) 又は 直流電源									主蒸気逃がし弁の機能回復	主蒸気逃がし弁 (現場手動操作)	a,b	主蒸気逃がし弁の機能回復の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書
													窒素ポンプ (主蒸気逃がし弁作動用)			
	大容量ポンプ※5	日格納容器外側用空気圧縮機 (海水冷却)														
	加圧蒸逃がし弁 全交流動力電源 (後継用空気) 又は 直流電源		加圧蒸逃がし弁の機能回復	窒素ポンプ (加圧蒸逃がし弁作動用)	重大事故等 対処設備	a,b	加圧蒸逃がし弁機能回復の手順	炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書								
	可変式空気圧縮機 (加圧蒸逃がし弁作動用)	c		加圧蒸逃がし弁に 電源を供給する手順 空冷式非常用発電装置 燃料供給の手順					S A所達※1							
	可変型バッテリー (加圧蒸逃がし弁用)	c														
	空冷式非常用発電装置※5	a,b														
	可変式蒸気源※5	c														
	燃料供給装置※4	a,b														
	タンクローリー※4	a,b														
大容量ポンプ※5	多様性 社外設備	大容量ポンプによる原子炉補機冷却系 通水の手順	S A所達※1													
日格納容器外側用空気圧縮機 (海水冷却)																

※1 : 「高圧発電所 重大事故等発生時における原子炉施設の保全のための稼働に関する所達」
 ※2 : 手順は「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。
 ※3 : 手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※4 : 空冷式非常用発電装置の燃料補給に使用する。燃料供給の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
 ※5 : 手順は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
 ※6 : 重大事故対策において用いる設備の分類
 a : 当該条文中に適合する重大事故等対処設備 b : 37条に適合する重大事故等対処設備 c : 自主的対策として整備する重大事故等対処設備

第 1.3.3 表 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順
(高圧溶融物放出及び格納容器昇気直接加熱防止)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設備分類※	整備する手順書	手順の分類
格納容器昇気直接加熱防止	—	1 加圧器逃がし弁による 1 次冷卻材系統の減圧	加圧器逃がし弁	重大事故等対応設備 ab	加圧器逃がし弁により 1 次系を減圧する手順	炉心の著しい損傷が発生した場合に 対応する運転手順書

※：重大事故対策において用いる設備の分類

a：当該条文中に適合する重大事故等対応設備 b：37 条に適合する重大事故等対応設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対応設備

第 1.3.4 表 機能喪失を想定する設計基準事故対応設備と整備する手順
(蒸気発生器伝熱管破損、インターフェイスシステム LOCA)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対応設備	対応手段	対応設備	設備分類※	整備する手順書	手順の分類
蒸気発生器 伝熱管破損	—	1 次冷卻材系統の減圧	主蒸気逃がし弁	重大事故等対応設備 ab	蒸気発生器伝熱管 破損時の対応手順	炉心の著しい損傷 及び 格納容器破損を 防止する運転手順書
	加圧器逃がし弁					
インターフェイス システム LOCA	—	主蒸気逃がし弁	重大事故等対応設備 ab	インターフェイス システム LOCA 時の対応手順		
		加圧器逃がし弁				

※：重大事故対策において用いる設備の分類

a：当該条文中に適合する重大事故等対応設備 b：37 条に適合する重大事故等対応設備 c：自主的対策として整備する重大事故等対応設備

第1.3.5表 重大事故等対処に係る監視計器

1.3 原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するための手順等

監視計器一覧 (1/13)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器
1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等		
(1) 1次系のフィードアンドブリード	判断基準 最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器広域水位計
		・蒸気発生器補助給水流量計
	水源の確保	・燃料取替用水タンク水位計
操作	「1.2原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(1)「1次系のフィードアンドブリード」にて整備する。	

監視計器一覧 (2/13)

対応手段	重大事故等の 対応に必要となる 監視項目	監視計器
1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等		
(2) 蒸気発生器2次側による炉心冷却 (注水)		
a. 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準 最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器広域水位計
		・蒸気発生器狭域水位計
		・蒸気発生器補助給水流量計
	原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計
水源の確保	・復水タンク水位計	
b. 電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水	判断基準 最終ヒートシンクの確保	・4-3 (4) C1、C2、D母線電圧計
		・蒸気発生器広域水位計
		・蒸気発生器狭域水位計
	・蒸気発生器補助給水流量計	
水源の確保	・脱気器タンク水位計	
操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.4(2)「補助給水ポンプの作動状況確認」にて整備する。	
c. 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ (電動) による蒸気発生器への注水	判断基準 最終ヒートシンクの確保	・蒸気発生器広域水位計
		・蒸気発生器狭域水位計
		・蒸気発生器補助給水流量計
		・蒸気発生器主給水流量計
		・蒸気発生器水張りポンプ出口流量計
	水源の確保	・復水タンク水位計
操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.1(2)b.「蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ (電動) による蒸気発生器への注水」にて整備する。	

監視計器一覧 (3/13)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(3) 蒸気発生器 2 次側による炉心冷却 (蒸気放出)			
a. 主蒸気逃がし弁による蒸気 放出	判断基準	原子炉圧力容器内 の圧力	・ 1 次冷却材圧力計
		最終ヒートシンク の確保	・ 蒸気発生器広域水位計
			・ 蒸気発生器狭域水位計
	操作	—	—
b. タービンバイパス弁による 蒸気放出	判断基準	電源	・ 4-3 (4) C1、C2、D母線 電圧計
		最終ヒートシンク の確保	・ 蒸気発生器蒸気圧力計
			・ 蒸気発生器広域水位計
			・ 蒸気発生器狭域水位計
	操作	—	—
1.3.2.1 フロントライン系機能喪失時の手順等			
(4) 加圧器補助スプレイ弁に よる減圧	判断基準	原子炉圧力容器内 の圧力	・ 1 次冷却材圧力計
		原子炉圧力容器内 への注水量	・ 充てん水流量計
		水源の確保	・ 燃料取替用水タンク水位計
	・ 体積制御タンク水位計		
操作	—	—	

監視計器一覧 (4/13)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な監視 視項目	監視計器	
1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等 (1) 補助給水ポンプの機能回復			
a. タービン動補助給水ポンプ起動 弁(現場手動操作)によるタービ ン動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	電源	・ A、B 直流き電盤出力電圧計
		最終ヒートシンクの 確保	・ 蒸気発生器広域水位計
			・ 蒸気発生器狭域水位計
			・ 蒸気発生器補助給水流量計
	水源の確保	・ 復水タンク水位計	
操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」のうち、1.2.2.2(1)a 「タービン動補助給水ポンプ起動弁(現場手動操作)によるタービン動補助給水ポンプの機能回復」にて整備する。		

監視計器一覧 (5/13)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な監視 項目	監視計器	
1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等 (1) 補助給水ポンプの機能回復			
b. 空冷式非常用発電装置による電 動補助給水ポンプの機能回復	判断基準	電源	・ 4-3 (4) A、B、C1、C2、D 母線電圧計
		最終ヒートシンクの 確保	・ 空冷式非常用発電装置 電力計、周波数計
		水源の確保	・ 蒸気発生器広域水位計 ・ 蒸気発生器狭域水位計 ・ 蒸気発生器補助給水流量計
		水源の確保	・ 復水タンク水位計
	操作	「1.2 原子炉冷却材圧力バウンダリ高圧時に発電用原子炉を冷 却するための手順等」のうち、1.2.2.2(1)b.「空冷式非常用発電 装置による電動補助給水ポンプの機能回復」にて整備する。	

監視計器一覧 (6 / 13)

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等			
(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復			
a. 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器蒸気圧力計
		・ 蒸気発生器広域水位計	
	・ 蒸気発生器狭域水位計		
	・ 蒸気発生器補助給水流量計		
	補機監視機能	・ 格納容器外制御用空気母管圧力計	
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材高温側温度計（広域）
		・ 1次冷却材低温側温度計（広域）	
		原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計
	原子炉圧力容器内の水位	・ 加圧器水位計	
	操作	最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器蒸気圧力計
		・ 蒸気発生器広域水位計	
		・ 蒸気発生器狭域水位計	
		・ 蒸気発生器補助給水流量計	
操作	格納容器バイパスの監視	・ 復水器空気抽出器ガスモニタ	
	・ 蒸気発生器ブローダウン水モニタ		
	・ 蒸気発生器蒸気圧力計		
	・ 蒸気発生器狭域水位計		

監視計器一覧 (7/13)

対応手段	重大事故等の 対応に必要となる 監視項目	監視計器	
1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等			
(2) 主蒸気逃がし弁の機能回復			
b. 窒素ポンペ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	補機監視機能	・ 格納容器外制御用空気母管圧力計
		最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器蒸気圧力計
			・ 蒸気発生器広域水位計
			・ 蒸気発生器狭域水位計
	・ 蒸気発生器補助給水流量計		
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・ 1次冷却材高温側温度計（広域）
		原子炉圧力容器内の圧力	・ 1次冷却材圧力計
最終ヒートシンクの確保		・ 蒸気発生器蒸気圧力計	
・ 蒸気発生器広域水位計			
・ 蒸気発生器狭域水位計			
・ 蒸気発生器補助給水流量計			
c. 大容量ポンプを用いた B格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復	判断基準	最終ヒートシンクの確保	・ 蒸気発生器蒸気圧力計
			・ 蒸気発生器広域水位計
			・ 蒸気発生器狭域水位計
			・ 蒸気発生器補助給水流量計
	操作	補機監視機能	・ 格納容器外制御用空気母管圧力計
補機冷却水（海水）通水は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.2(2)c.「大容量ポンプを用いたB格納容器外制御用空気圧縮機（海水冷却）による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。 主蒸気逃がし弁開操作は、1.3.2.2(2)b.(b)④と同様。			

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器
1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等		
(3) 加圧器逃がし弁の機能回復		
a. 窒素ポンペ（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復	判断基準 電源	・ 4-3 (4) A、B、C1、C2、 D母線電圧計
	原子炉圧力容器内の 圧力	・ 1次冷却材圧力計
	操作 原子炉圧力容器内の 温度	・ 1次冷却材高温側温度計（広域） ・ 1次冷却材低温側温度計（広域）
	加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。	
b. 可搬式空気圧縮機（加圧器逃がし弁作動用）による加圧器逃がし弁の機能回復	判断基準 電源	・ 4-3 (4) A、B、C1、C2、 D母線電圧計
	原子炉圧力容器内の 圧力	・ 1次冷却材圧力計
	操作 原子炉圧力容器内の 温度	・ 1次冷却材高温側温度計（広域） ・ 1次冷却材低温側温度計（広域）
	加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。	
c. 可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）による加圧器逃がし弁の機能回復	判断基準 電源	・ A、B直流き電盤出力電圧計
	原子炉圧力容器内の 圧力	・ 1次冷却材圧力計
	操作 補機監視機能	・ 加圧器逃がし弁表示灯
	原子炉圧力容器内の 温度	・ 1次冷却材高温側温度計（広域） ・ 1次冷却材低温側温度計（広域）
加圧器逃がし弁の開操作は、1.3.4「炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。		

対応手段	重大事故等の 対応に必要なとなる 監視項目	監視計器	
1.3.2.2 サポート系機能喪失時の手順等			
(3) 加圧器逃がし弁の機能回復			
d. 空冷式非常用発電装置及び可搬式整流器による加圧器逃がし弁の機能回復	判断基準	電源	<ul style="list-style-type: none"> ・ 4-3 (4) A、B、C1、C2、D母線電圧計 ・ A、B直流き電盤出力電圧計
		原子炉压力容器内の圧力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材圧力計
	操作	原子炉压力容器内の温度	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材高温側温度計 (広域) ・ 1次冷却材低温側温度計 (広域)
		加圧器逃がし弁の開操作は、「1.3.4 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。	
e. 大容量ポンプを用いたB格納容器外制御用空気圧縮機 (海水冷却) による加圧器逃がし弁の機能回復	判断基準	電源	<ul style="list-style-type: none"> ・ 4-3 (4) A、B、C1、C2、D母線電圧計
		補機冷却	<ul style="list-style-type: none"> ・ B格納容器外制御用空気圧縮機 出口冷却水流量計
			<ul style="list-style-type: none"> ・ B格納容器外制御用空気圧縮装置 後置冷却器および空気乾燥器出口 冷却水流量計
	原子炉压力容器内の圧力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材圧力計 	
	操作	原子炉压力容器内の温度	<ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材高温側温度計 (広域) ・ 1次冷却材低温側温度計 (広域)
補機冷却水 (海水) 通水は「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」のうち、1.5.2.2(2)c.「大容量ポンプを用いたB格納容器外制御用空気圧縮機 (海水冷却) による主蒸気逃がし弁の機能回復」にて整備する。 加圧器逃がし弁の開操作は「1.3.4 炉心損傷時における高圧溶融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備」にて整備する。			

監視計器一覧 (10/13)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器	
1.3.4 炉心損傷時における高圧熔融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱を防止する対応手段及び設備			
—	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉心出口温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ)
	操作	原子炉圧力容器内の温度	・炉心出口温度計
		原子炉圧力容器内の圧力	・1次冷却材圧力計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ (高レンジ)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器		
1.3.5 蒸気発生器伝熱管破損発生時減圧継続の手順				
-	判断基準	信号	・安全注入作動警報	
		最終ヒートシンクの確保	<ul style="list-style-type: none"> ・蒸気発生器広域水位計 ・蒸気発生器狭域水位計 ・蒸気発生器蒸気圧力計 	
		格納容器バイパスの監視	<ul style="list-style-type: none"> ・加圧器水位計 ・1次冷却材圧力計 ・復水器空気抽出器ガスモニタ ・蒸気発生器ブローダウン水モニタ ・高感度型主蒸気管モニタ ・蒸気発生器狭域水位計 ・蒸気発生器蒸気圧力計 	
		操作	最終ヒートシンクの確保	<ul style="list-style-type: none"> ・蒸気発生器蒸気圧力計 ・蒸気発生器補助給水流量計 ・蒸気発生器広域水位計 ・蒸気発生器狭域水位計
			原子炉圧力容器内の温度	<ul style="list-style-type: none"> ・1次冷却材高温側温度計 (広域) ・1次冷却材低温側温度計 (広域)
			原子炉圧力容器内の圧力	<ul style="list-style-type: none"> ・1次冷却材圧力計
			格納容器バイパスの監視	<ul style="list-style-type: none"> ・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内への注水量	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧安全注入流量計 ・充てん水流量計 	
		水源の確保	<ul style="list-style-type: none"> ・ほう酸タンク水位計 	
			<ul style="list-style-type: none"> ・復水タンク水位計 	
	<ul style="list-style-type: none"> ・燃料取替用水タンク水位計 			
	<ul style="list-style-type: none"> ・1次系純水タンク水位計 			
	<ul style="list-style-type: none"> ・2次系純水タンク水位計 			

監視計器一覧 (12/13)

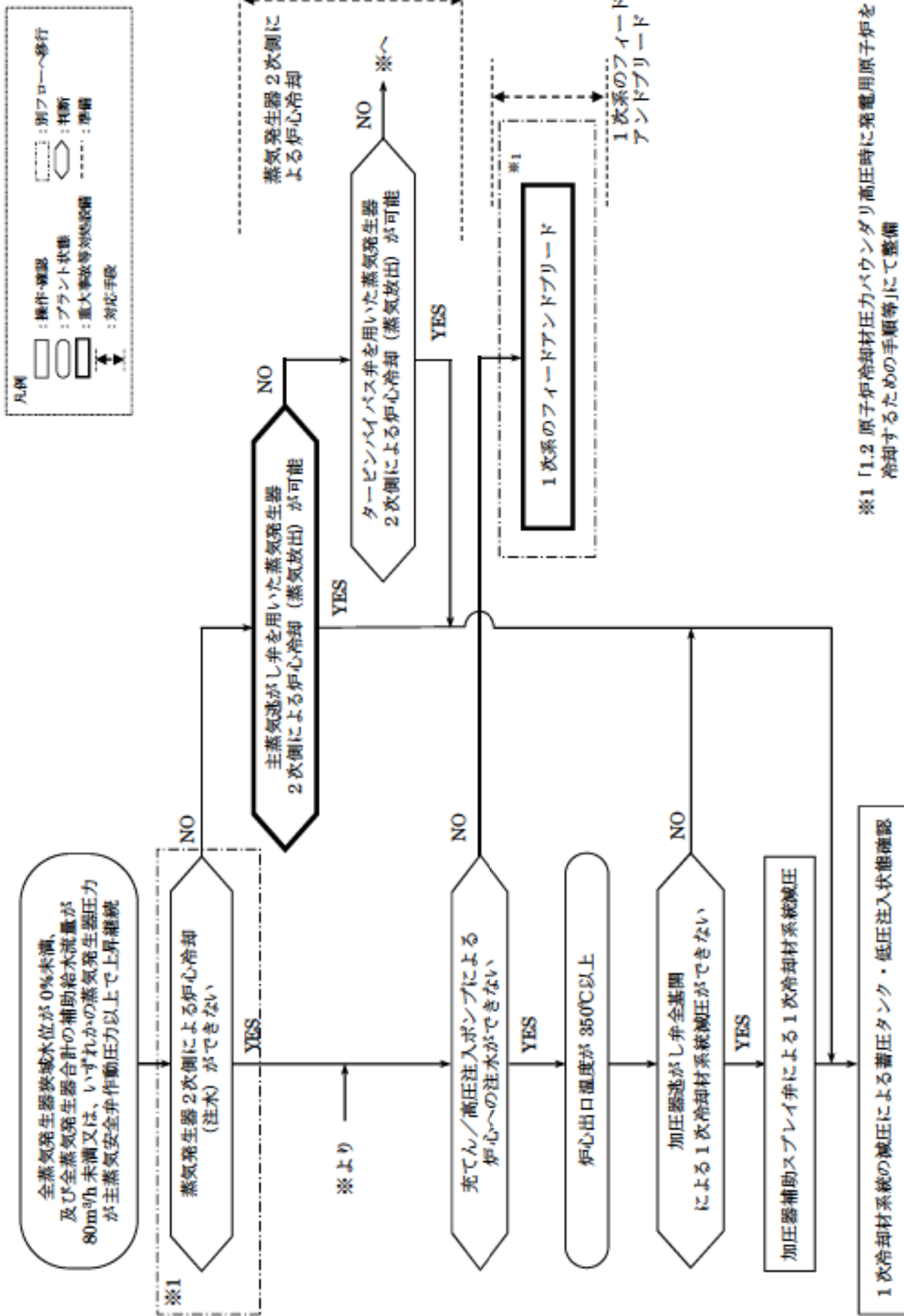
対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器
1.3.6 インターフェイスシステムLOCA発生時の手順		
-	判断基準	信号
		・安全注入作動警報
		格納容器バイパス の監視
		・1次冷却材圧力計
		・加圧器水位計
		・補助建屋サンプタンク水位計
		・補助建屋排気筒ガスモニタ
		・復水器空気抽出器ガスモニタ
		・蒸気発生器ブローダウン水モニタ
		・高感度型主蒸気管モニタ
		・蒸気発生器狭域水位計
		・蒸気発生器蒸気圧力計
		・余熱除去ポンプ吐出圧力計
		・加圧器逃がしタンク水位計
・加圧器逃がしタンク圧力計		
・加圧器逃がしタンク温度計		

監視計器一覧 (13 / 13)

対応手段	重大事故等の 対応に必要な 監視項目	監視計器
1.3.6 インターフェイスシステムLOCA発生時の手順		
-	操作	格納容器バイパス の監視 ・加圧器水位計
		原子炉圧力容器内 の温度 ・1次冷却材高温側温度計 (広域) ・1次冷却材低温側温度計 (広域)
		原子炉圧力容器内 の圧力 ・1次冷却材圧力計
		最終ヒートシンク の確保 ・蒸気発生器補助給水流量計 ・蒸気発生器狭域水位計 ・蒸気発生器蒸気圧力計
		原子炉圧力容器内 への注水量 ・高圧安全注入流量計 ・充てん水流量計
		水源の確保 ・燃料取替用水タンク水位計 ・1次系純水タンク水位計 ・ほう酸タンク水位計 ・2次系純水タンク水位計 ・復水タンク水位計

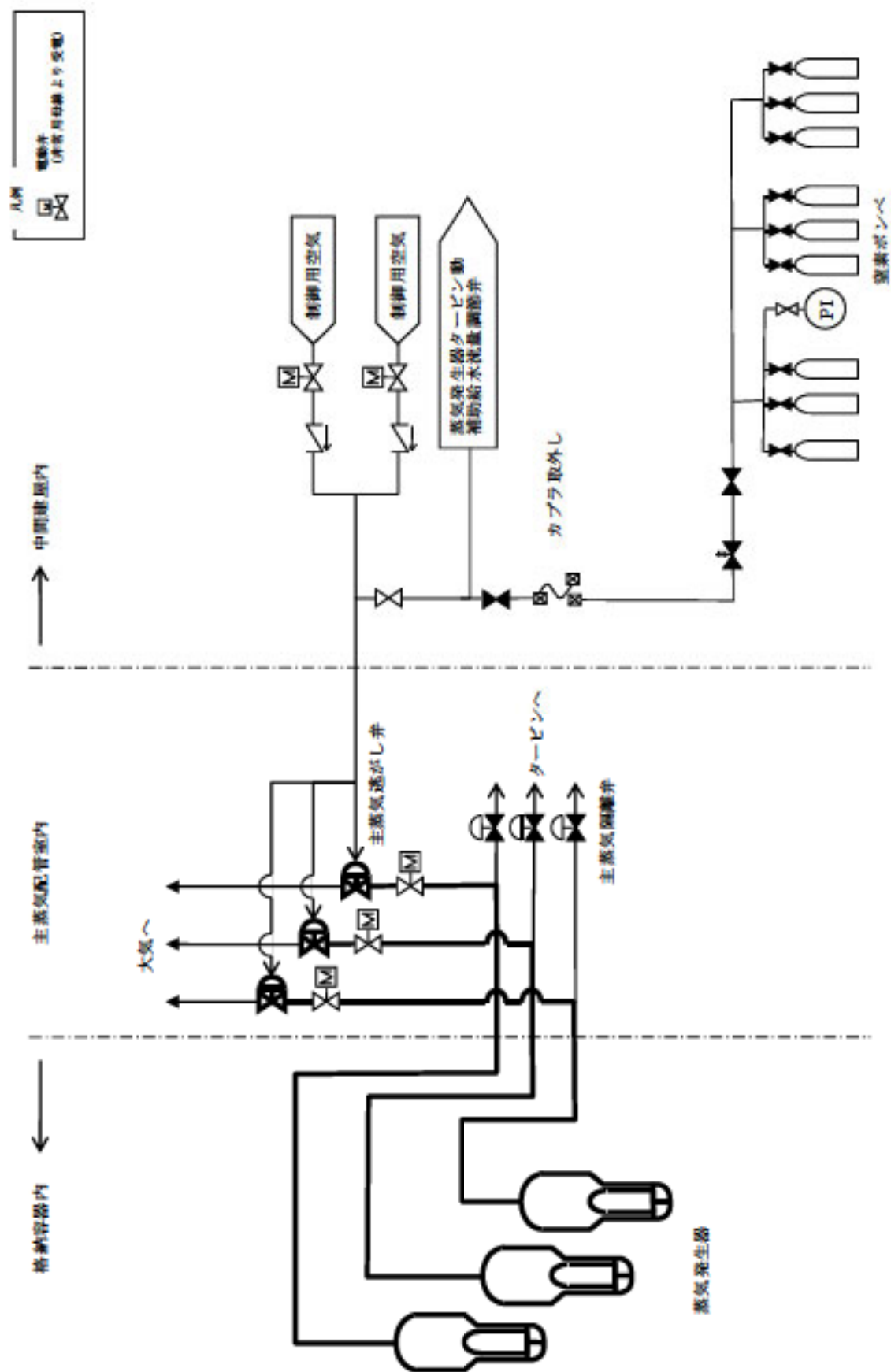
第1.3.6表 審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
【1.3】 原子炉冷却材圧力パウ ンダリを減圧するた めの 手順等	A 充てん／高圧注入ポンプ	4-3 (4) A 非常用高圧母線
	B 1 充てん／高圧注入ポンプ	
	B 2 充てん／高圧注入ポンプ	4-3 (4) B 非常用高圧母線
	C 充てん／高圧注入ポンプ	
	A 電動補助給水ポンプ	4-3 (4) A 非常用高圧母線
	B 電動補助給水ポンプ	4-3 (4) B 非常用高圧母線
	A 主蒸気逃がし弁	A 2 ソレノイド分電盤
	B 主蒸気逃がし弁	B 2 ソレノイド分電盤
	C 主蒸気逃がし弁	A 2 ソレノイド分電盤
	A 加圧器逃がし弁	A 1 ソレノイド分電盤
	B 加圧器逃がし弁	
	C 加圧器逃がし弁	B 1 ソレノイド分電盤



※1 「1.2 原子炉冷却材カウンタダリ高圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備

第 1.3.3 図 蒸気発生器2次側による炉心冷却機能喪失に対する対応手順 (フロントライン系機能喪失時)

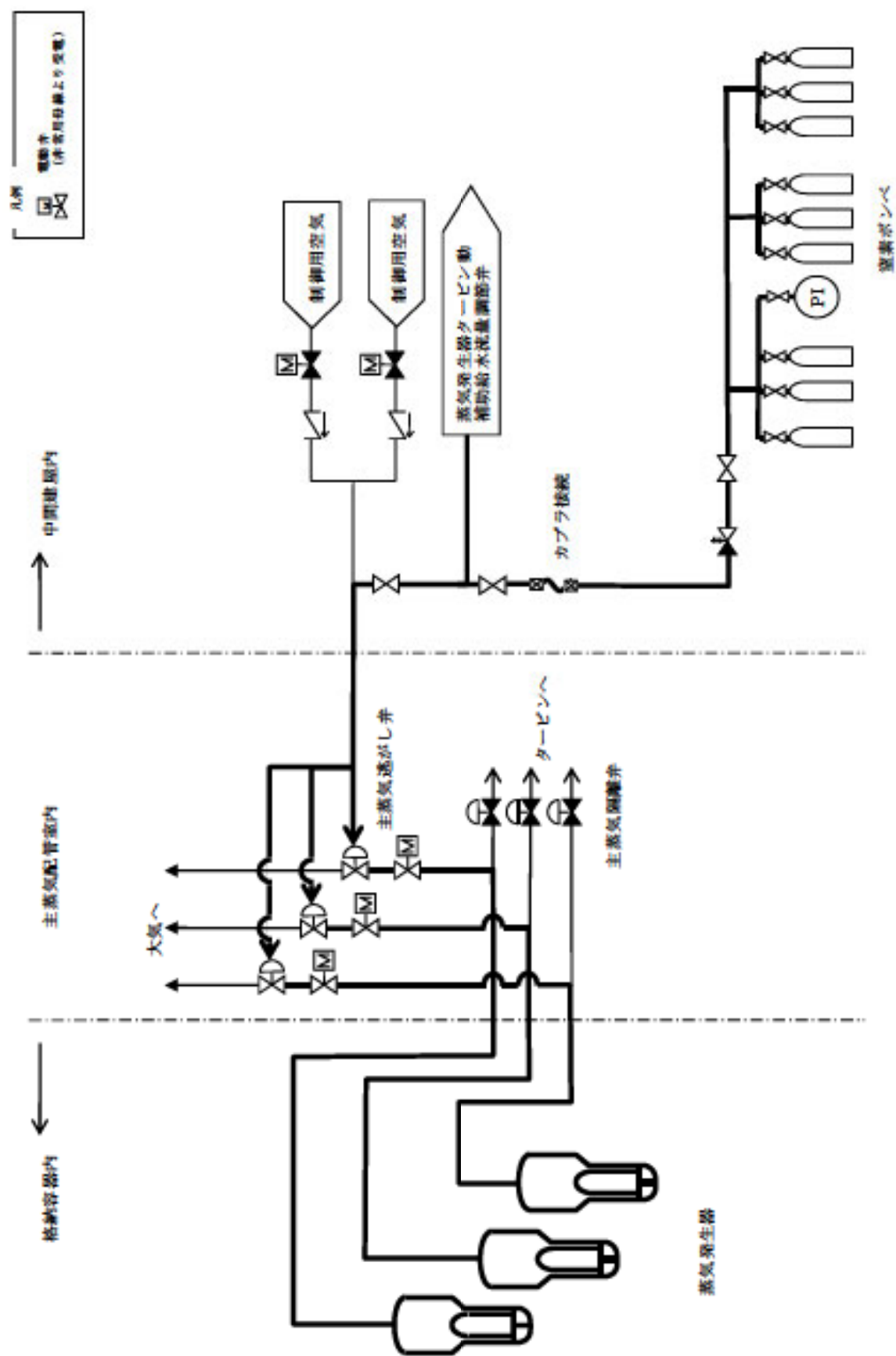


第 1.3.4 図 主蒸気逃がし弁 (現場手動操作) による主蒸気逃がし弁の機能回復 概略系統

		経過時間(分)									備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80	90			
手順の項目	要員(数)	7約18分 主蒸気速がし弁(現場手動操作)による2次系強制冷却開始											
主蒸気速がし弁 (現場手動操作) による主蒸気速が し弁の機能回復	運転員等 (現場)	1	移動	7A主蒸気速がし弁全開									
			開操作										
		1	移動	7B主蒸気速がし弁全開									
			開操作										
		1	移動	7C主蒸気速がし弁全開									
			開操作										

※ 現場移動時間には防保護具着用時間を含む。

第1.3.5図 主蒸気速がし弁(現場手動操作)による主蒸気速がし弁の機能回復 タイムチャート

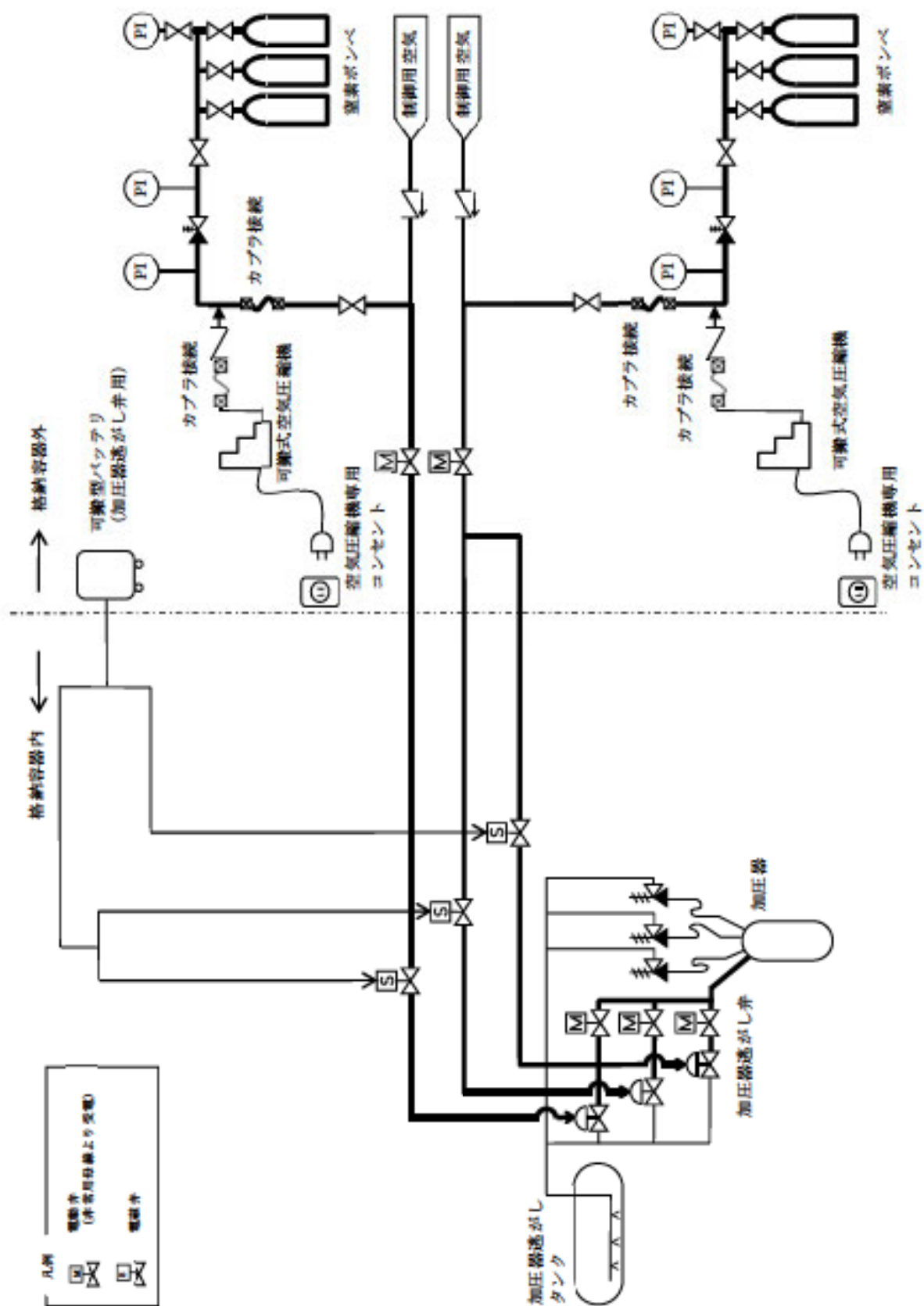


第 1.3.6 図 蒸気ポンプ（主蒸気逃がし弁作動用）による主蒸気逃がし弁の機能回復 概略系統

		経過時間(分)										備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90		
手順の項目	要員(数)	要員ポンベ(主蒸気逃がし弁作動用)による主蒸気逃がし弁開操作開始 要員ポンベ(主蒸気逃がし弁作動用)による主蒸気逃がし弁開操作開始										
	運転員等(中央制御室)	1	系統構成			主蒸気逃がし弁開操作						
空素ポンベ(主蒸気逃がし弁作動用)による主蒸気逃がし弁開操作	運転員等(現場)	2	移動									
			カプラ接続									
			系統構成									
			ライン充圧									

※ 現場移動時間には防護具着用時間を含む。

第1.3.7図 空素ポンベ(主蒸気逃がし弁作動用)による主蒸気逃がし弁開操作 タイムチャート

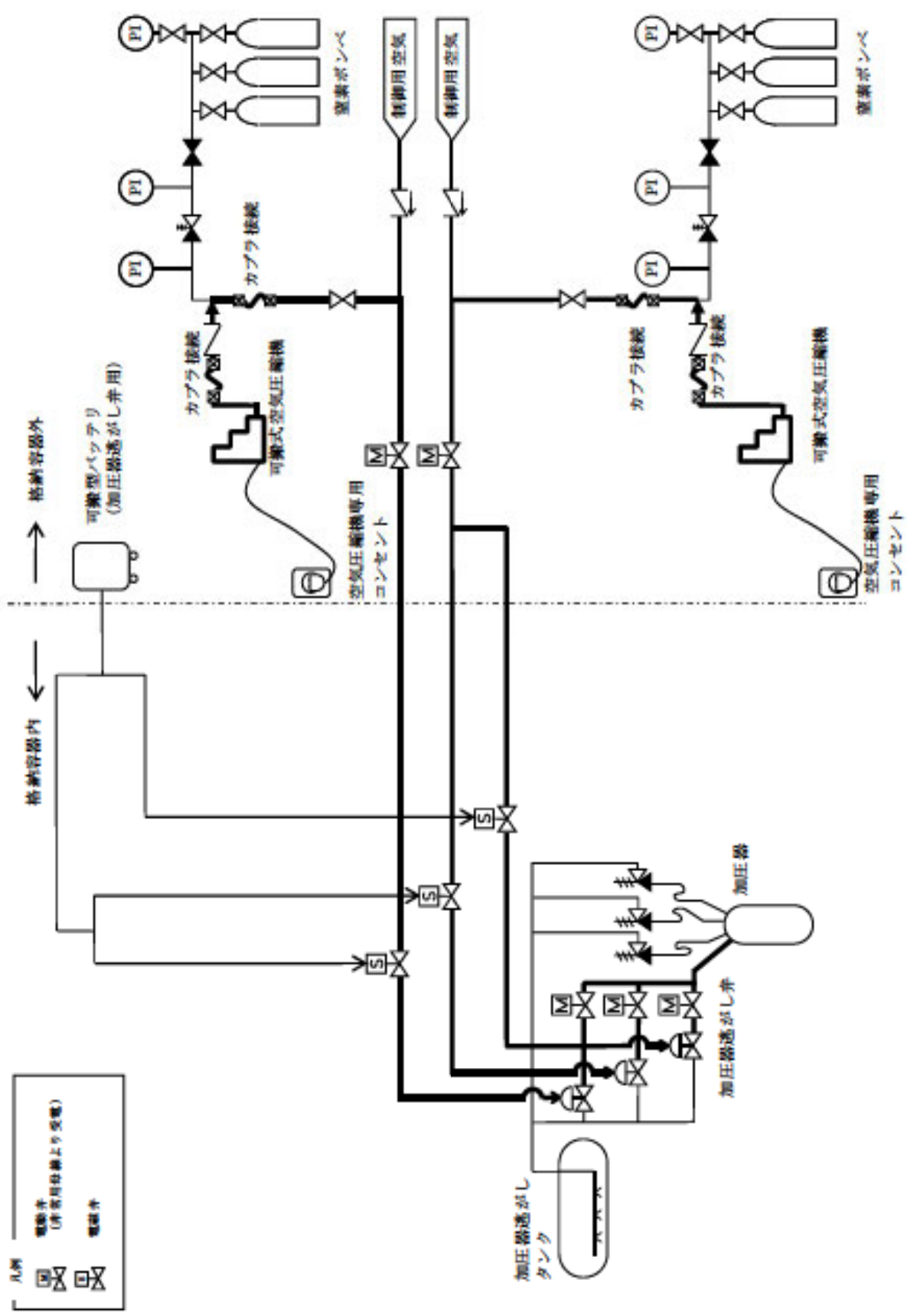


第 1.3.8 図 窒素ボンベ (加圧器過し弁作動用) による加圧器過し弁の機能回復 概略系統

手順の項目		要員 (数)		経過時間 (分)										備考		
				10	20	30	40	50	60	70	80	90				
				マ約86分 窒素ポンベ(加圧器送がし弁作動用)による 加圧器送がし弁の機能回復開始												
窒素ポンベ(加圧器送がし弁作動用)による加圧器送がし弁の機能回復	運転員等 (中央制御室)	1	系統状態確認													
			加圧器送がし弁操作													
	運転員等 (現場)	2	移動													
			系統構成													

※ 現場移動時間には防護具着用時間を含む。

第1.3.9回 窒素ポンベ(加圧器送がし弁作動用)による加圧器送がし弁の機能回復 タイムチャート

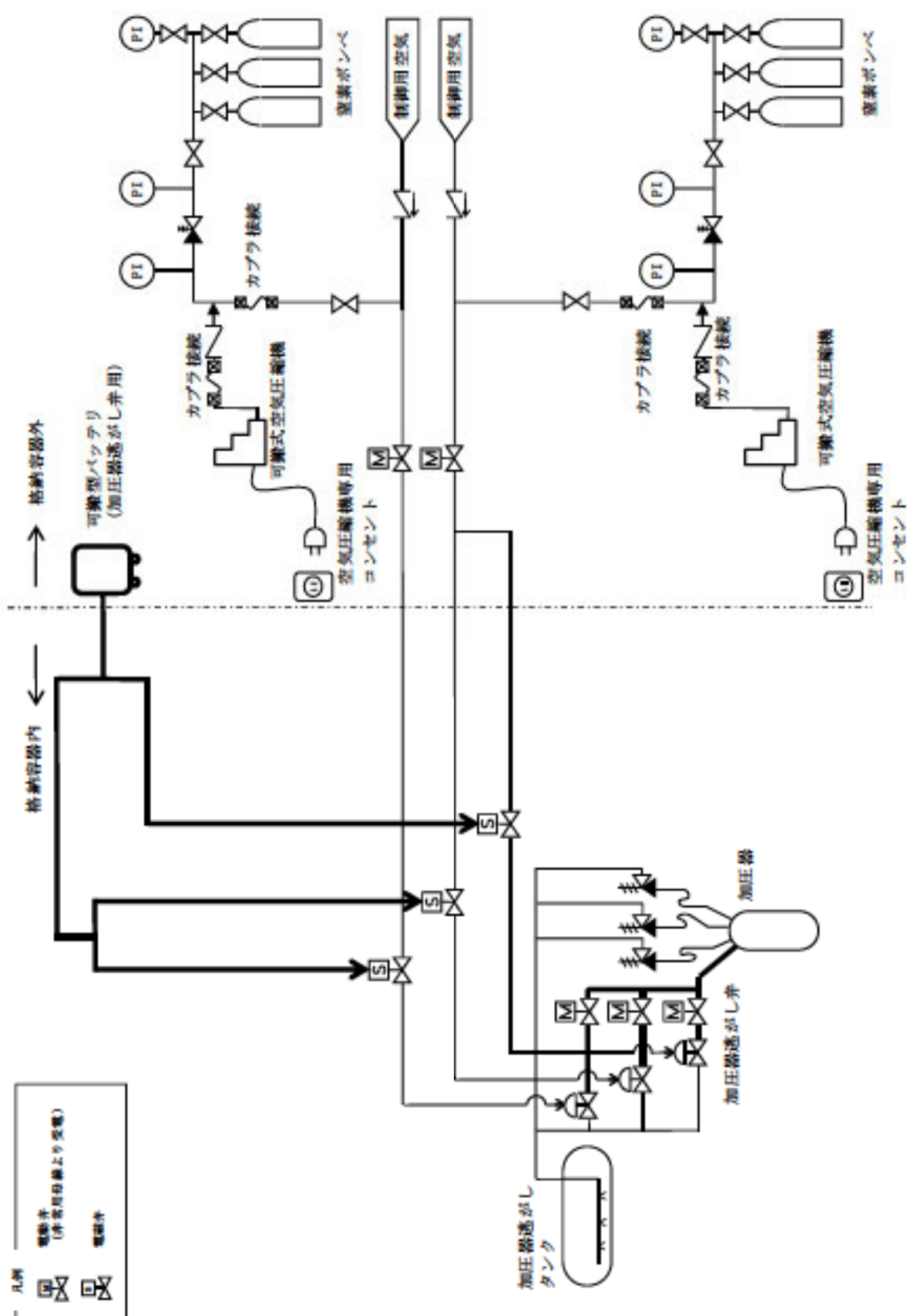


第 1.3.10 図 可搬式空気圧縮機 (加圧器逃がし弁作動用) による加圧器逃がし弁の機能回復 概略系統

		経過時間(分)									備考
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	
手順の項目	要員(数)	▽約35分 可搬式空気圧縮機(加圧器逃がし弁作動用)による 加圧器逃がし弁の閉鎖作開始									
可搬式空気圧縮機 (加圧器逃がし弁 作動用)による加 圧器逃がし弁の機 能回復	運転員等 (中央制御室)	1	系統状態確認								
			加圧器逃がし弁閉鎖操作								
	運転員等 (現場)	2	移動								
			系統構成								

※ 現場移動時間には防護具着用時間を含む。

第1.3.11図 可搬式空気圧縮機(加圧器逃がし弁作動用)による加圧器逃がし弁の機能回復 タイムチャート

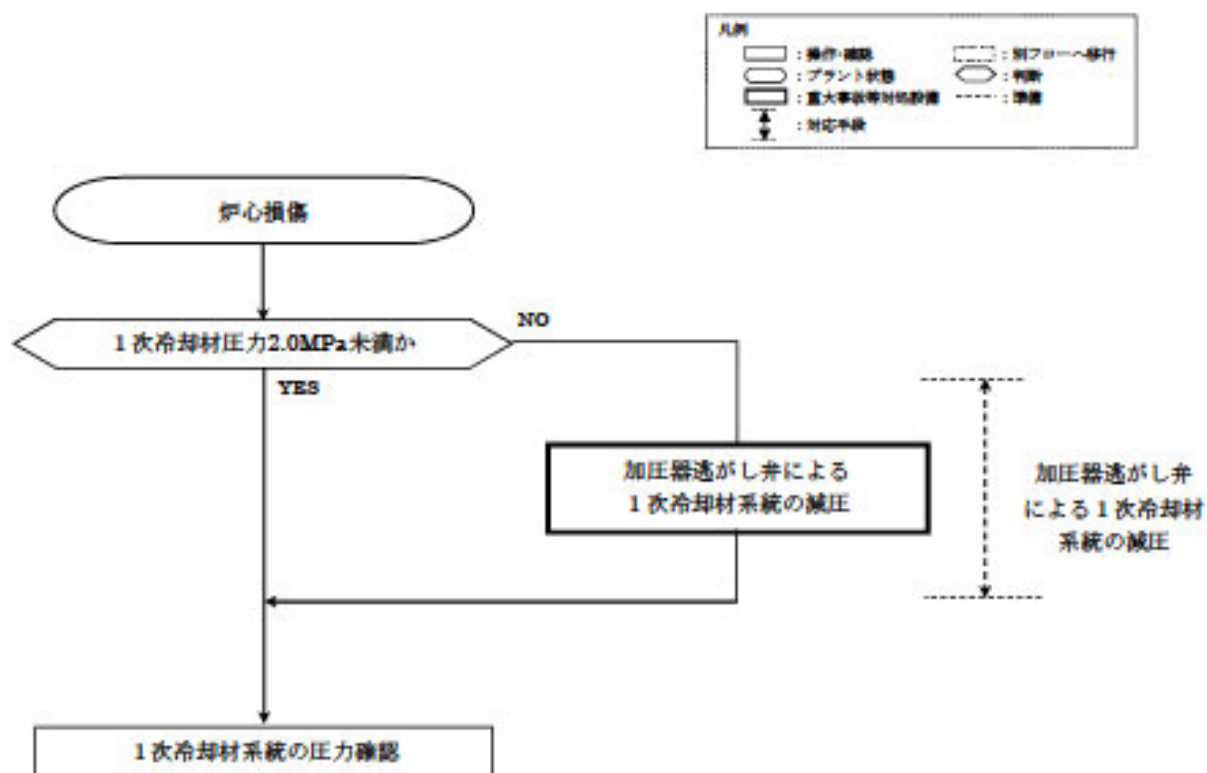


第 1.3.12 図 可搬型バッテリー (加圧器逃がし弁用) による加圧器逃がし弁の機能回復 概略系統

手順の項目		要員(数)	経過時間(分)										備考		
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100			
			約41分 可搬型バッテリー(加圧器過がし并用)による 加圧器過がし弁開操作開始												
可搬型バッテリー (加圧器過がし 弁用)による 加圧器過がし弁 の機能回復	緊急安全対策 要員	2	移動												
			バッテリー移動、ケーブル接続及びバッテリー起動準備												
	バッテリー起動														
	加圧器過がし弁開操作														
	運転員等 (中央制御室)	1													
	運転員等 (現場)	1	移動												
			給電準備												
			給電操作												

※ 現場移動時間には防護具着用時間を含む。

第1.3.15図 可搬型バッテリー(加圧器過がし弁用)による加圧器過がし弁の機能回復 タイムチャート

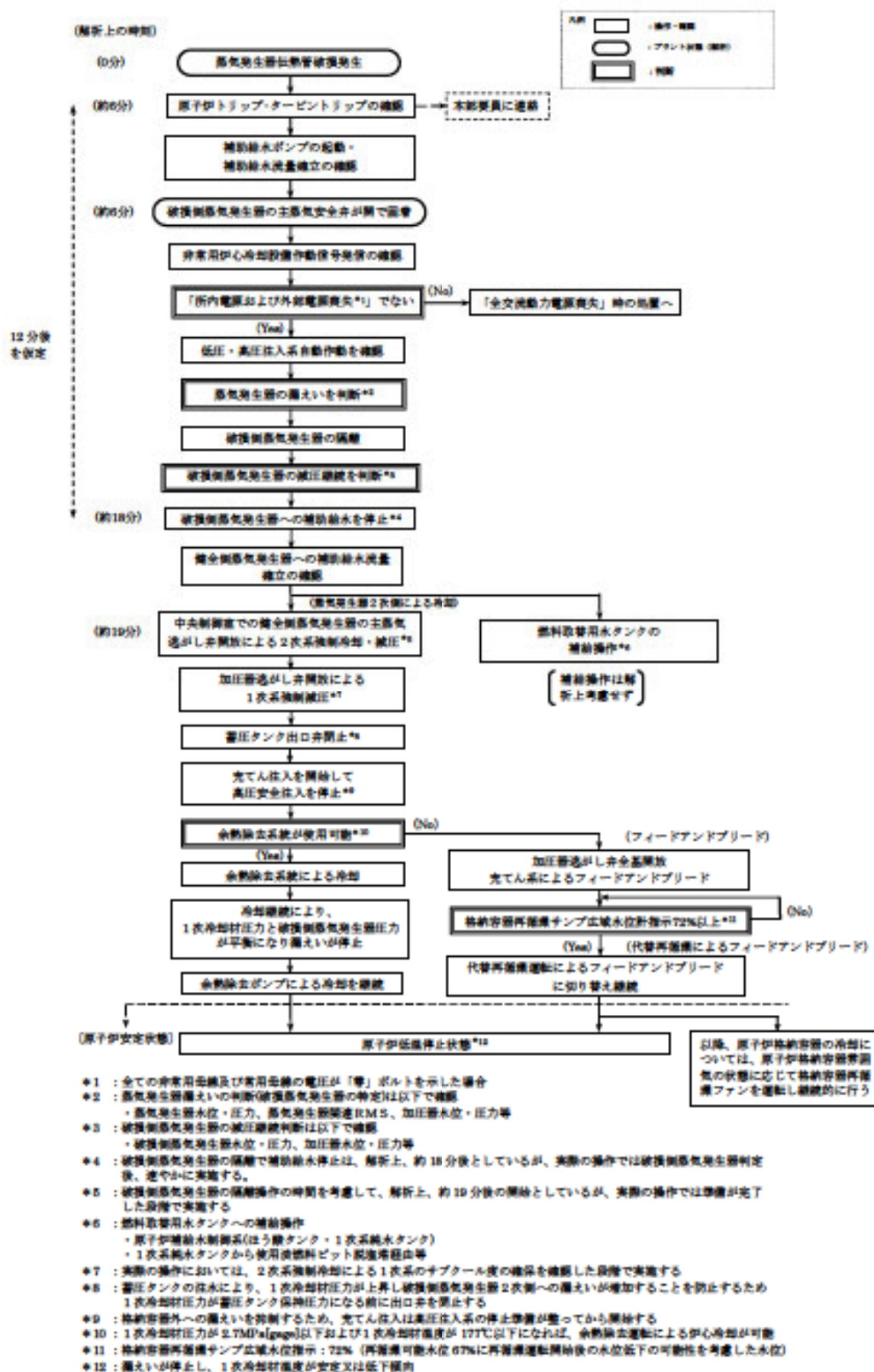


第 1.3.15 図 加圧器逃がし弁による 1 次冷却材システムの減圧
(高压熔融物放出及び格納容器雰囲気直接加熱防止)

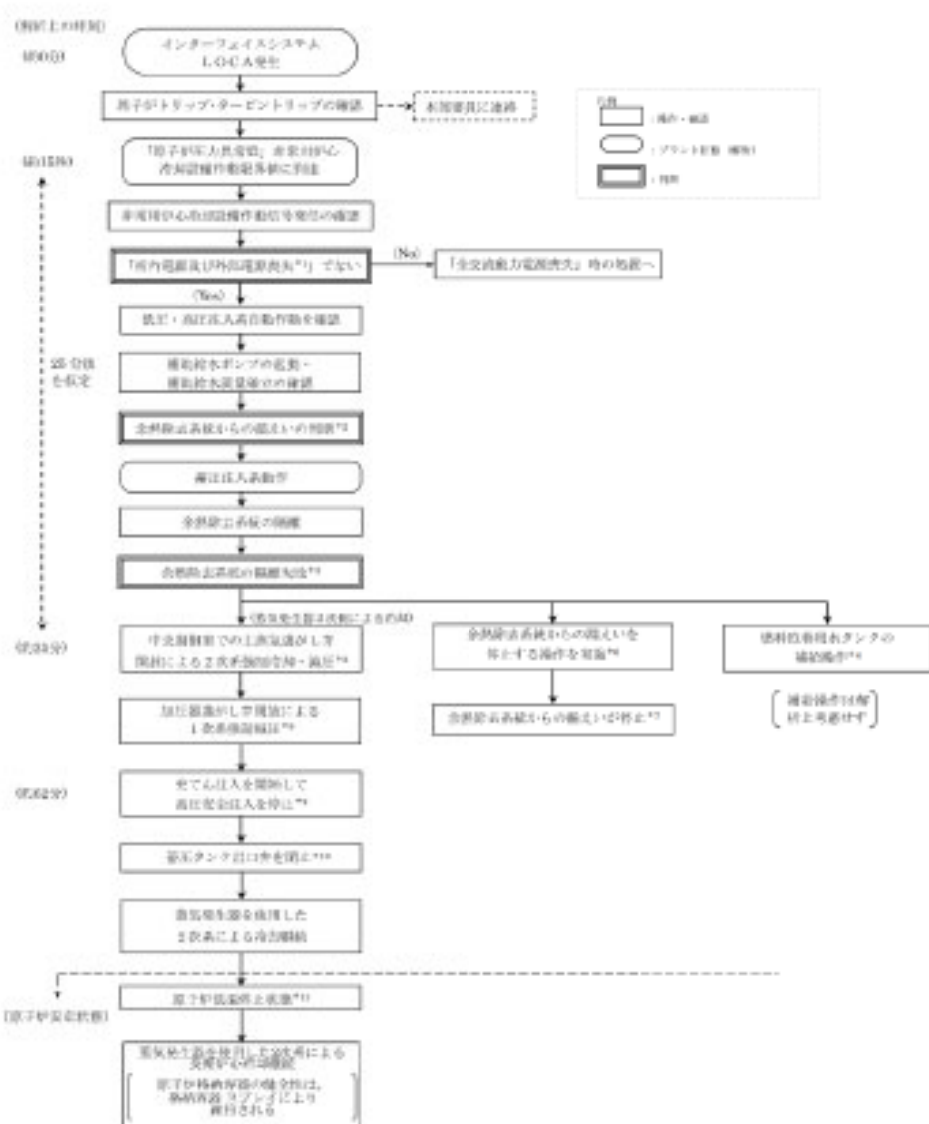
必要な要員と作業項目		経過時間(分)										備考		
作業の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【2名(作業要員)を 移動して2名(要員)】	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
作業の項目	要員(名) (作業に必要な要員数) 【2名(作業要員)を 移動して2名(要員)】	<p>手廻の内容</p> <p>▽ 事故発生 ▽ 蒸気発生停止の発生 ▽ 約16分 燃料管破損発生箇所へ向けての燃料給水停止完了 ▽ 約19分 2次系加圧調整開始 ▽ プラント状態確認</p>												
状況判断	班長、班長主任	<p>1 1 ●号弁を、遠隔操作装置</p> <p>●号弁を閉鎖、タービンシフト装置</p> <p>2 2 ●炉内電線及び外配管等の確認</p> <p>●蒸気発生器の漏れの有無を 中央制御室操作)</p>												
燃料管発生器破損操作	運転員A	<p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作 [中央制御室操作]</p>												
燃料管発生器閉鎖操作	運転員C	<p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作 [中央制御室操作]</p> <p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作 [中央制御室操作]</p>												
1次系加圧調整操作	運転員A	<p>●加圧調整装置の作動 [中央制御室操作]</p>												
2次系加圧調整操作	運転員B	<p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作の確認 [中央制御室操作]</p> <p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作の確認 [中央制御室操作]</p>												
燃料タンク出口弁操作	運転員B	<p>●燃料タンク出口弁閉鎖 [中央制御室操作]</p>												
燃料タンク入口弁操作	運転員B	<p>●燃料タンク入口弁閉鎖 [中央制御室操作]</p>												
燃料管発生器破損発生時の手廻	運転員B	<p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作の確認 [中央制御室操作]</p> <p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作の確認 [中央制御室操作]</p> <p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作の確認 [中央制御室操作]</p> <p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作の確認 [中央制御室操作]</p>												
燃料管発生器破損発生時の手廻	運転員B	<p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作の確認 [中央制御室操作]</p> <p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作の確認 [中央制御室操作]</p> <p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作の確認 [中央制御室操作]</p> <p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作の確認 [中央制御室操作]</p>												
燃料管発生器破損発生時の手廻	運転員B	<p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作の確認 [中央制御室操作]</p> <p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作の確認 [中央制御室操作]</p> <p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作の確認 [中央制御室操作]</p> <p>●燃料管/000閉鎖操作、燃料管/00への燃料給水停止操作の確認 [中央制御室操作]</p>												

上記要員に加え、本操要員の名にて関係業務に連絡調整を行う。
なお、事故発生時は作業要員、操作要員から1名に1名の関係業務担当者を含む作業要員を考慮し、上記の要員構成により、運転員が燃料管破損発生時の手廻を行う。また、運転員が燃料管破損発生時の手廻を行うことは緊急時に基づき行われる。

第 1.3.16 図 蒸気発生器伝熱管破損発生時の手順 タイムチャート



第 1.3.17 図 蒸気発生器伝熱管破損発生時の対応手順 フローチャート



- *1 : 全ての状況確認画面及び管理画面の画面が「赤」で表示された場合
- *2 : 自然除去系統からの漏えい以下で確認
補助配管内RBMK、巻納器内RBMK、蒸気発生器側面RBMK、加圧器水位・圧力、補助配管システム本体、
自然除去ポンプ出口圧力
- *3 : 自然除去系統からの漏えいに関する誤報が多いためとする
- *4 : 巻納器内水タンクへの補助操作
・ 原子炉冷却系巻納器内3号水タンク・1次蒸気水タンク
・ 1次蒸気水タンクから低圧蒸気炉ピット薬液回収等
- *5 : 漏えいしている巻納器系系統の漏れ箇所等の判断を考慮して、概略上では、約20分後の開始としているが、
実際の操作では、巻納器が定した段階で1次蒸気水タンク減少抑制のために実施する
- *6 : 実際の操作においては、1次蒸気水タンクを確保しつつ巻納器側の改善、自然除去ポンプ入口側の操作で機器を起動する。
(なお、操縦においては、巻納器発生時の発生まで漏えい停止を考慮しない)
- *7 : 自然除去系統からの漏えい停止は以下で確認
・ 巻納器内ポンプ出口圧力、巻納器水位・水位、1次冷却器出口、巻納器水位及び巻納器内水タンク
水タンクの水質から総合的に確認する
- *8 : 実際の操作においては、2次蒸気側からの漏による1次系のサブクール系の確認を確認した段階での蒸気により発生し、
巻納器の水質を確認する。また、その後の漏えい抑制のため、巻納器は減圧
- *9 : 巻納器側への漏えい停止するため、巻納器水位は巻納器水位の停止機能が整ってから開始する
- *10 : 1次冷却器出口圧力が4.0MPa以下になれば停止
- *11 : 漏えい停止し、1次冷却器水位が安定して低下傾向

第 1.3.19 図 インターフェイスシステム LCOA 発生時の対応手順

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

< 目 次 >

1.4.1 対応手段と設備の選定

- (1) 対応手段と設備の選定の考え方
- (2) 対応手段と設備の選定の結果
 - a. 1次冷却材喪失事象が発生している場合
 - b. 1次冷却材喪失事象が発生していない場合
 - c. 運転停止中の場合
 - d. 手順等

1.4.2 重大事故等時の手順等

1.4.2.1 1次冷却材喪失事象が発生している場合

- (1) フロントライン系機能喪失時の手順等
 - a. 代替炉心注水
 - (a) A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水
 - (b) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水
 - (c) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水
 - (d) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水
 - b. 代替再循環運転
 - (a) A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転
 - (b) 格納容器再循環サンプスクリーン閉塞の徴候が見られた場合の手順

- c. その他の手順項目にて考慮する手順
 - d. 優先順位
- (2) サポート系機能喪失時の手順等
- a. 代替炉心注水
 - (a) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水
 - (b) A 余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水
 - (c) B 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水
 - (d) A 格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS 連絡ライン使用）による代替炉心注水
 - (e) ディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによる代替炉心注水
 - (f) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水
 - b. 代替再循環運転
 - (a) 全交流動力電源喪失と 1 次冷却材喪失事象が同時に発生した場合
 - i. B 余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転
 - ii. B 余熱除去ポンプ（海水冷却）及び C 充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転
 - (b) 1 次冷却材喪失時における再循環運転時に原子炉補機冷却機能が喪失した場合
 - i. A 余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転
 - ii. B 余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転
 - iii. B 余熱除去ポンプ（海水冷却）及び C 充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転
 - c. 格納容器隔離弁の閉止
 - d. その他の手順項目にて考慮する手順
 - e. 優先順位

(3) 溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の冷却手順等

1.4.2.2 1次冷却材喪失事象が発生していない場合

(1) フロントライン系機能喪失時の手順等

a. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）

(a) 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

(b) 電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水

(c) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

b. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出

(b) タービンバイパス弁による蒸気放出

c. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード

(2) サポート系機能喪失時の手順等

a. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）

(a) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水

(b) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水

b. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による蒸気放出

c. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード

(3) その他の手順項目にて考慮する手順

(4) 優先順位

1.4.2.3 運転停止中の場合

(1) フロントライン系機能喪失時の手順等

a. 炉心注水

- (a) 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水
 - (b) 蓄圧タンクによる炉心注水
 - b. 代替炉心注水
 - (a) 燃料取替用水タンクからの重力注水による代替炉心注水
 - (b) A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水
 - (c) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水
 - (d) 電動消火ポンプ又はディーゼル消火ポンプによる代替炉心注水
 - (e) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水
 - c. 代替再循環運転
 - (a) A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替再循環運転
 - d. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）
 - (a) 電動補助給水ポンプ又はタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水
 - (b) 電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張りポンプによる蒸気発生器への注水
 - (c) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水
 - e. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）
 - (a) 主蒸気逃がし弁による蒸気放出
 - (b) タービンバイパス弁による蒸気放出
 - f. 蒸気発生器2次側のフィードアンドブリード
 - g. その他手順項目にて考慮する手順
 - h. 優先順位
- (2) サポート系機能喪失時の手順等
- a. 代替炉心注水

- (a) 燃料取替用水タンクからの重力注水による代替炉心注水
 - (b) 蓄圧タンクによる代替炉心注水
 - (c) 恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水
 - (d) A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による代替炉心注水
 - (e) B充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）による代替炉心注水
 - (f) A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-CSS連絡ライン使用）による代替炉心注水
 - (g) ディーゼル消火ポンプ又は電動消火ポンプによる代替炉心注水
 - (h) 可搬式代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水
- b. 代替再循環運転
- (a) 運転停止中において全交流動力電源喪失が発生した場合
 - i. B余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転
 - ii. B余熱除去ポンプ（海水冷却）及びC充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転
 - (b) 運転停止中において原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合
 - i. A余熱除去ポンプ（空調用冷水）による低圧代替再循環運転
 - ii. B余熱除去ポンプ（海水冷却）による低圧代替再循環運転
 - iii. B余熱除去ポンプ（海水冷却）及びC充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）による高圧代替再循環運転
- c. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（注水）
- (a) タービン動補助給水ポンプ又は電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水
 - (b) 蒸気発生器補給用仮設中圧ポンプ（電動）による蒸気発生器への注水
- d. 蒸気発生器2次側による炉心冷却（蒸気放出）

(a) 主蒸気逃がし弁（現場手動操作）による蒸気放出

e. 蒸気発生器 2 次側のフィードアンドブリード

f. その他の手順項目にて考慮する手順

g. 優先順位

(3) 原子炉格納容器内の作業員を退避させる手順等

1.4.2.4 復旧に係る手順等

1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等

【要求事項】

発電用原子炉設置者において、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態であって、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1 「炉心の著しい損傷を防止するため、発電用原子炉を冷却するために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための手順等をいう。

(1) 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の冷却

a) 可搬型重大事故防止設備の運搬、接続及び操作に関する手順等を整備すること。

(2) 復旧

a) 設計基準事故対処設備に代替電源を接続することにより起動及び十分な期間の運転継続ができること。

原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧の状態において、設計基準事故対処設備が有する発電用原子炉の冷却機能は、以下のとおりである。

1 次冷却材喪失事象が発生して1次冷却系の保有水量を確保する必要がある場合に、非常用炉心冷却設備を用いて燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する冷却機能。また、長期的な原子炉の冷却として、水源を燃料取替用水タンクから格納容器再循環サンプに切り替えた後の再循環運転による冷却機能。

1次冷却材喪失事象が発生していない場合又は運転停止中に余熱除去設備を用いた崩壊熱除去機能。

これらの機能が喪失した場合においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の破損を防止するため、発電用原子炉を冷却する対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.4.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

炉心の著しい損傷を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリが低圧状態にある場合には、以下の機能により原子炉を冷却する。

なお、選定に当たり1次冷却系の保有水量により原子炉の冷却手段が異なるため、1次冷却材喪失事象が発生している場合、1次冷却材喪失事象が発生していない場合、運転停止中に分けて整理する。

1次冷却材喪失事象が発生している場合に、1次冷却系の保有水量を確保し、原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備として、充てん／高圧注入ポンプ、余熱除去ポンプ及び燃料取替用水タンクを設置する。また、1次冷却材喪失事象後の再循環運転による原子炉の冷却が必要である場合の設計基準事故対処設備として、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器、余熱除去ポンプ格納容器再循環サンプ側入口隔離弁及び格納容器再循環サンプスクリーンを設置する。

1次冷却材喪失事象が発生していない場合に、余熱除去設備により原子炉を冷却するための設計基準事故対処設備として、余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器を設置する。

運転停止中において、崩壊熱を除去するための設計基準事故対処設備として余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器を設置する。

なお、本条項での運転停止中とは、1次冷却材温度177℃未満、1次冷却材圧力2.7MPa〔gage〕以下で余熱除去設備により原子炉を冷却している期間（すべての燃料が格納容器の外にある場合を除く。）とする。

これらの設計基準事故対処設備が健全であれば重大事故等の対処に用いるが、設計基準事故対処設備の機能喪失を想定し、その機能を代替するために、各設計基準事故対処設備が有する機能、相互関係を明確にした上で、想定する機能喪失に対して対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.4.1図～第1.4.4図）。（以下「機

能喪失原因対策分析」という。)

また、1次冷却材喪失事象後、炉心が溶融し溶融デブリが原子炉容器内に残存した場合において、格納容器の破損を防止する対応手段と重大事故対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他、柔軟な事故対応を行うための対応手段及び多様性拡張設備^{※1}を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上のすべての要求事項を満たすことやすべてのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備。

選定した重大事故等対処設備により、技術的能力審査基準（以下「審査基準」という。）だけでなく、設置許可基準規則第四十七条及び技術基準規則第六十二条（以下「基準規則」という。）の要求機能が網羅されていることを確認するとともに、多様性拡張設備との関係を明確にする。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

設計基準事故対処設備に要求される機能の喪失原因と対策手段の検討、審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.4.1表～第1.4.6表に示す。

a. 1次冷却材喪失事象が発生している場合

機能喪失原因対策分析の結果、フロントライン系機能喪失として非常用炉心冷却設備である充てん/高圧注入ポンプ、余熱除去

ポンプ、燃料取替用水タンク、余熱除去冷却器又は余熱除去ポンプ格納容器再循環サンプ側入口隔離弁の故障等を想定する。また、格納容器再循環サンプスクリーンの閉塞を想定する。

サポート系機能喪失として全交流動力電源喪失又は原子炉補機冷却機能喪失を想定する。

また、炉心溶融後において、溶融デブリが原子炉容器内に残存した場合を想定する。

1次冷却材喪失事象の発生は、加圧器水位、圧力の低下、格納容器内温度、圧力の上昇、格納容器サンプ水位の上昇、凝縮液量測定装置の水位上昇、格納容器内の放射線モニタの指示上昇等により判断する。

(a) フロントライン系機能喪失時の対応手段及び設備

i. 対応手段

非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合は、代替炉心注水^{※2}により原子炉へ注水する手段がある。

代替炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）
- ・ 恒設代替低圧注水ポンプ
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 燃料取替用水タンク
- ・ 復水タンク
- ・ 燃料取替用水タンク補給用移送ポンプ
- ・ 燃料油貯油そう
- ・ タンクローリー

- ・ 電動消火ポンプ
- ・ ディーゼル消火ポンプ
- ・ 1, 2号機淡水タンク
- ・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
- ・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
- ・ 仮設組立式水槽
- ・ 送水車

※2 代替炉心注水：非常用炉心冷却設備による炉心注水ができない場合に、その代替手段として原子炉へ注水する手段をいう。また、自己冷却又は空調用冷水を使用した代替補機冷却による注水時も同様。

再循環運転中に非常用炉心冷却設備である余熱除去ポンプ又は余熱除去冷却器の故障等により格納容器再循環サンプ水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合は、代替再循環運転^{*3}により原子炉へ注水する手段がある。

代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。

- ・ A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）
- ・ A格納容器スプレイ冷却器
- ・ A格納容器スプレイポンプ格納容器再循環サンプ側入口隔離弁
- ・ 格納容器再循環サンプ
- ・ 格納容器再循環サンプスクリーン

※3 代替再循環運転：非常用炉心冷却設備による再循環運転ができない場合に、その代替手段として原子炉へ注水する手段をいう。また、空調用冷水又は海水を使用した代替補機冷却による注水時も同様。

再循環運転中に格納容器再循環サンプスクリーンが閉塞した場合は、炉心注水^{※4}により原子炉への注水操作を行い、原子炉へ注水ができない場合は代替炉心注水により原子炉へ注水する手段がある。

炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 充てん／高圧注入ポンプ
- ・ 燃料取替用水タンク
- ・ 復水タンク
- ・ ほう酸ポンプ
- ・ ほう酸タンク
- ・ 1次系補給水ポンプ
- ・ 1次系純水タンク

※4 炉心注水：設計基準事故対処設備で原子炉へ注水する手段をいう。

代替炉心注水に使用する設備は充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの故障等時に使用する設備と同様。

ii. 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、炉心注水、代替炉心注水及び代替再循環運転で使用する設備のうち、A格納容器スプレイポンプ（RHRS-CSS連絡ライン使用）、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料取替用水タンク、復水タンク、燃料取替用水タンク補給用移送ポンプ、燃料油貯油そう、タンクローリー、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、仮設組立式水槽、送水車、A格納容器スプレイ冷却器、格納

容器スプレイポンプ格納容器再循環サンプ側入口隔離弁、格納容器再循環サンプ、格納容器再循環サンプスクリーン及び充てん／高圧注入ポンプは重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定した設備は、審査基準及び基準規則で要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、非常用炉心冷却設備による原子炉への注水機能が喪失した場合においても、原子炉を冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、1，2号機淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ代替手段として有効である。

- ・ ほう酸ポンプ、ほう酸タンク、1次系補給水ポンプ、1次系純水タンク

原子炉補給系の補給水供給設備である1次系純水タンク及び1次系補給水ポンプが耐震性を有していないものの、1次系純水タンク及び1次系補給水ポンプが健全であれば燃料取替用水タンクの代替手段として有効である。

(b) サポート系機能喪失時の対応手段及び設備

i. 対応手段

非常用炉心冷却設備である充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの補機冷却水喪失等により燃料取替用水タンク水を原子炉へ注水する機能が喪失した場合は、代替炉心

注水及び代替再循環運転により原子炉へ注水する手段がある。

代替炉心注水で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 恒設代替低圧注水ポンプ
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ B充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）
- ・ 燃料取替用水タンク
- ・ 復水タンク
- ・ 燃料取替用水タンク補給用移送ポンプ
- ・ 燃料油貯油そう
- ・ タンクローリー
- ・ A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（R H R S - C S S連絡ライン使用）
- ・ ディーゼル消火ポンプ
- ・ 1, 2号機淡水タンク
- ・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
- ・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
- ・ 仮設組立式水槽
- ・ 送水車
- ・ A余熱除去ポンプ（空調用冷水）
- ・ 電動消火ポンプ

代替再循環運転で使用する設備は以下のとおり。

- ・ B余熱除去ポンプ（海水冷却）
- ・ C充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）
- ・ 大容量ポンプ
- ・ 格納容器再循環サンプ
- ・ 格納容器再循環サンプスクリーン

- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 燃料油貯油そう
- ・ タンクローリー
- ・ A余熱除去ポンプ（空調用冷水）

ii. 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、代替炉心注水、代替再循環運転で使用する設備のうち、恒設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、B充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）、燃料取替用水タンク、復水タンク、燃料取替用水タンク補給用移送ポンプ、燃料油貯油そう、タンクローリー、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）、仮設組立式水槽、送水車、B余熱除去ポンプ（海水冷却）、C充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却）、大容量ポンプ、格納容器再循環サンプ及び格納容器再循環サンプスクリーンは重大事故等対処設備と位置づける。

これらの機能喪失原因対策分析の結果により選定された設備は、審査基準及び基準規則で要求される設備をすべて網羅している。

以上の重大事故等対処設備により、非常用炉心冷却設備による原子炉への注水機能が喪失した場合においても、原子炉を冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ A余熱除去ポンプ（空調用冷水）

冷却水の供給設備である空調用冷凍機が耐震性を有していないものの、空調用冷水系統が健全であれば代替手段として有効である。

- ・ A格納容器スプレイポンプ（自己冷却）（RHRS-C）

S S 連絡ライン使用)

自己冷却で使用した場合、原子炉補機冷却水系統が復旧しても放射性物質を含む流体が原子炉補機冷却水系統に流れ込み汚染する可能性があることから再循環運転で使用する事ができず、また、重大事故等対処設備である恒設代替低圧注水ポンプ等のバックアップであり、運転不能を判断してからの準備となるため系統構成に時間を要するが、流量が大きく炉心注水手段として有効である。

- ・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、1, 2号機淡水タンク

消火を目的として配備しているが、火災が発生していなければ代替手段として有効である。

(c) 溶融デブリが原子炉容器に残存する場合の対応手段及び設備

i. 対応手段

炉心の著しい損傷、溶融が発生した場合に、原子炉容器内に溶融デブリが残存する場合は、格納容器水張り（格納容器スプレー又は代替格納容器スプレー）^{*5}により残存する溶融デブリを冷却する手段がある。

格納容器水張り（格納容器スプレー又は代替格納容器スプレー）で使用する設備は以下のとおり。

- ・ 格納容器スプレーポンプ
- ・ 恒設代替低圧注水ポンプ
- ・ 空冷式非常用発電装置
- ・ 燃料取替用水タンク
- ・ 復水タンク

- ・ 燃料取替用水タンク補給用移送ポンプ
- ・ 送水車
- ・ 燃料油貯油そう
- ・ タンクローリー
- ・ 電動消火ポンプ
- ・ ディーゼル消火ポンプ
- ・ 1, 2号機淡水タンク
- ・ 可搬式代替低圧注水ポンプ
- ・ 電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）
- ・ 仮設組立式水槽

※5 格納容器水張り：格納容器スプレイ又は代替格納容器スプレイにより格納容器内にスプレイすることで炉心本体を水で満たすことをいう。

ii. 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

審査基準及び基準規則で要求される格納容器水張りで使用される設備のうち、格納容器スプレイポンプ、仮設代替低圧注水ポンプ、空冷式非常用発電装置、燃料取替用水タンク、復水タンク、燃料取替用水タンク補給用移送ポンプ、送水車、燃料油貯油そう、タンクローリー、可搬式代替低圧注水ポンプ、電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）及び仮設組立式水槽は重大事故等対処設備と位置づける。

これらの重大事故等対処設備により、原子炉容器に溶融デブリが残存する場合においても、残存する溶融デブリを冷却できる。また、以下の設備はそれぞれに示す理由から多様性拡張設備と位置づける。

- ・ 電動消火ポンプ、ディーゼル消火ポンプ、1, 2号機淡水タンク